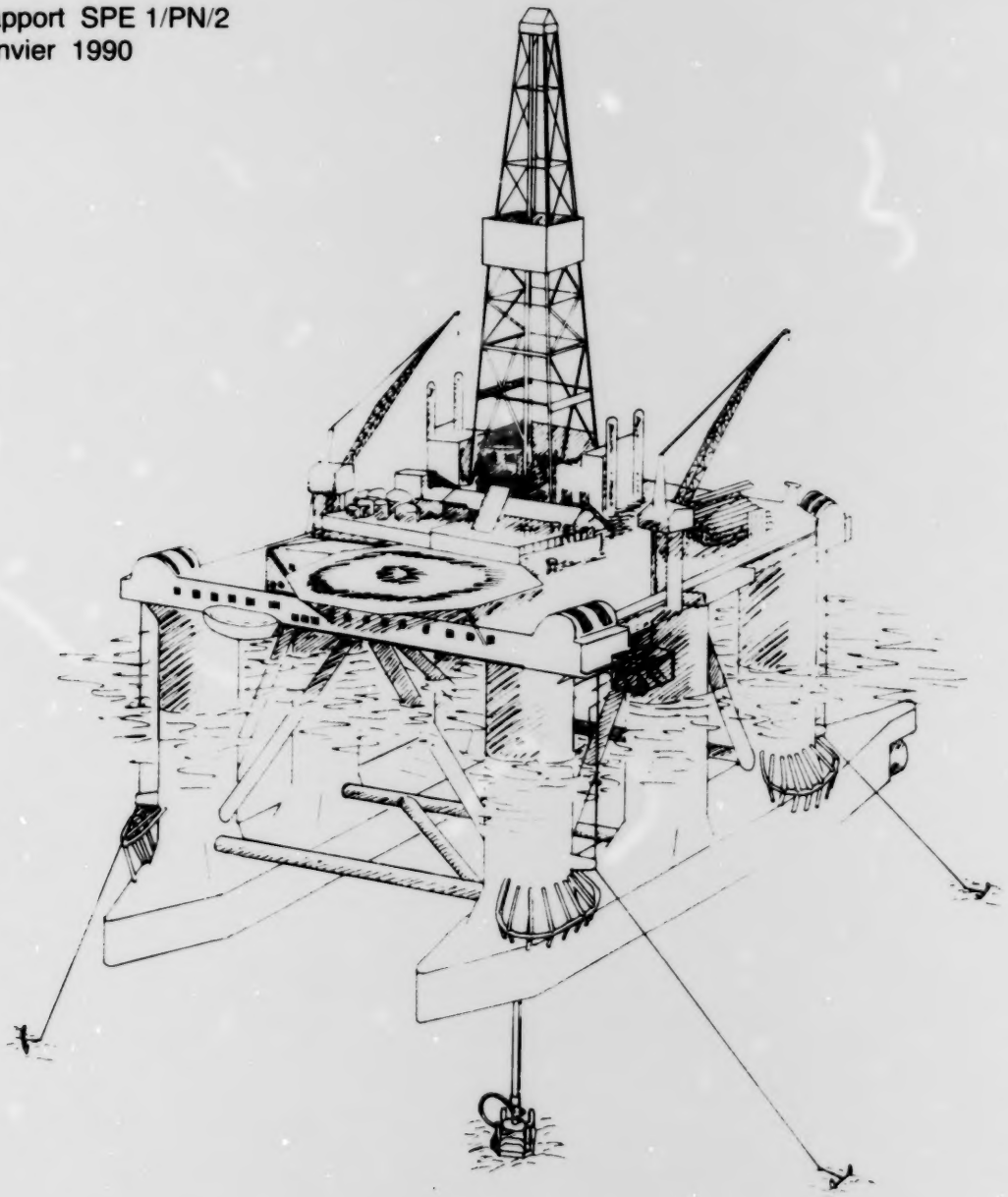
Code de pratiques écologiques pour le traitement et l'élimination des déchets des opérations pétrolières et gazières extracôtières

Rapport SPE 1/PN/2
Janvier 1990

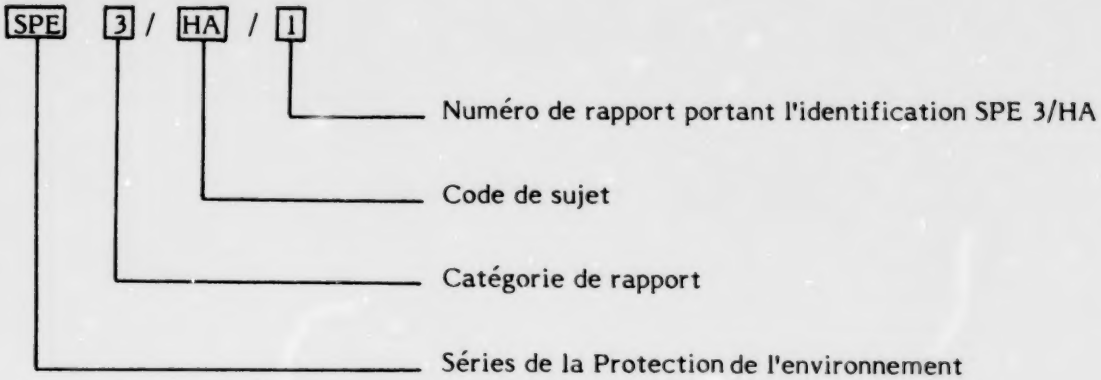


Environnement Canada
Environment Canada

Canada

SÉRIES DE RAPPORTS DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Exemple de numérotage:



Catégories

1 Règlements/Lignes directrices/ Codes de procédure
2 Évaluation des problèmes et options de contrôle
3 Recherche et développement technologique
4 Revues de la documentation
5 Relevés
6 Évaluations des impacts sur l'environnement
7 Surveillance
8 Propositions, analyses et énoncés de principes généraux
9 Guides

Sujets

AG Agriculture
AN Technologie anaérobie
AP Polluants atmosphériques
AT Toxicité aquatique
CC Produits chimiques commerciaux
CE Consommateurs et environnement
CI industries chimiques
FA Activités fédérales
FP Traitement des aliments
HA Déchets dangereux
IC Chimie inorganique
MA Pollution marine
MM Exploitation minière et traitement des minéraux
NR Régions du Nord et rurales
PF Papier et fibres
PG Production de l'électricité
PN Pétrole et gaz naturel
RA Réfrigération et climatisation
SF Traitement de surface
SP Déversements de pétrole et de produits chimiques
SRM Méthodes de référence normalisée
TS Systèmes de transport
TX Textiles
UP Pollution urbaine
WP Protection/préservation du bois

Sujets et codes additionnels sont introduits au besoin. Une liste de rapports du SPE peut être obtenue en s'adressant aux Publications de la Protection de l'environnement, Conservation et Protection, Environnement Canada, Ottawa (Ontario) K1A 0H3.

CODE DE PRATIQUES ÉCOLOGIQUES POUR LE TRAITEMENT ET L'ÉLIMINATION DES DÉCHETS DES OPÉRATIONS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES EXTRACÔTIÈRES

Direction des programmes industriels
Protection de l'environnement
Conservation et Protection
Environnement Canada

Rapport SPE 1/PN/2
Janvier 1990

Données de catalogage avant publication (Canada)

Données de catalogage avant publication (Canada)

Vedette principale au titre:

Code de pratiques écologiques pour le traitement et l'élimination des déchets des opérations pétrolières et gazières extracôtières

(Rapport ; SPE 1/PN/2)
Publ. aussi en anglais sous le titre: Environmental code of practice for treatment and disposal of waste discharges from offshore oil and gas operations.
Comprend un résumé en anglais.
Comprend des références bibliogr.
ISBN 0-662-95869-1
N° de cat. MAS En49-11/1-2F

1. Pétrole offshore -- Déchets -- Élimination -- Politique gouvernementale -- Canada. 2. Gaz naturel offshore -- Déchets -- Élimination -- Politique gouvernementale -- Canada. 3. Déchets -- Élimination dans l'océan -- Politique gouvernementale -- Canada. I. Canada. Direction des programmes industriels. II. Canada. Conservation et protection. III. Canada. Environnement Canada. IV. Collection: Rapport (Canada. Environnement Canada) ; SPE 1/PN/2.

TD899.P4E5814 1990 665.5'38'9 C90-098542-9

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1990
No de catalogue En 49-11/1-2F
ISBN 0-662-95869-1
IMPRIMERIE BEAUREGARD LIMITÉE

COMMENTAIRES DES LECTEURS

Les lecteurs qui aimeraient formuler des commentaires sur le contenu de ce rapport peuvent communiquer avec :

J.M. Osborne
Gestionnaire, Qualité et
évaluation de l'environnement
Protection de l'environnement
Conservation et Protection
C.P. 5037
St-Jean (Terre-Neuve)
A1C 5V3
(709) 772-5488

ou

K.R. Karr
Chef par intérim, Section du pétrole
et du gaz
Direction des programmes industriels
Environnement Canada
Ottawa (Ontario)
K1A 0H3
(819) 953-1125

RÉSUMÉ

Le <<Code>> présente la position d'Environnement Canada sur le degré de traitement des déchets réalisable dans les installations pétrolières et gazières extracôtières à l'aide des meilleures techniques applicables. Il a été conçu pour servir de base d'information au personnel d'Environnement Canada et aux autres personnes qui s'intéressent au traitement des déchets dans ces installations, et pour guider l'industrie et les organismes de réglementation chargés de concevoir et d'approuver les systèmes de traitement des déchets.

Le Code traite de la source, des caractéristiques et des options de traitement de chacun des quinze flux de déchets possibles. Les recommandations ont trait aux concentrations et aux volumes de rejets que les meilleures techniques applicables permettent d'obtenir. Des possibilités d'aménagement des nouvelles plates-formes y sont présentées pour des flux de déchets donnés. L'intégration de ces aménagements pourrait contribuer à la réduction des rejets de produits pétroliers et autres en milieu marin. La gestion et la surveillance de l'utilisation des produits chimiques dans les sites extracôtiers sont analysées en vue de l'établissement d'un plan de notification des produits chimiques au Canada. Une version modifiée du plan britannique de notification est annexée à des fins de référence.

On y examine le bien-fondé de la surveillance du respect des normes, et les recommandations ayant trait aux paramètres à échantillonner et à la fréquence de l'échantillonnage se veulent un guide pour l'industrie et le gouvernement.

ABSTRACT

The "Code" presents Environment Canada's position on the level of waste treatment achievable at offshore oil and gas operations utilizing best practicable technology. It is designed to provide an information base for Environment Canada staff and others interested in waste treatment at offshore oil and gas facilities as well as a guide to the industry and regulatory agencies designing and approving waste treatment facilities.

The source, characteristics and treatment options available for each of fifteen potential waste streams are discussed. Recommendations are made on the discharge concentrations and volumes achievable with the application of best practicable technology. Potential design opportunities for new platforms are identified for specific waste streams. Incorporation of these design opportunities may reduce the discharge of oil and other products to the marine environment. The management and control of chemical usage at offshore sites is discussed with a view to establishment of a Chemical Notification Scheme for Canada. A modified version of the British Chemical Notification Scheme is appended for consideration.

The rationale for compliance monitoring is discussed and recommendations made to guide industry and government on the parameters to be sampled and frequency of sampling.

TABLE DES MATIÈRES

		Page
RÉSUMÉ		v
ABSTRACT		vi
LISTE DES FIGURES		x
LISTE DES TABLEAUX		x
1	INTRODUCTION	1
1.1	Objet	1
1.2	Élaboration du Code	1
1.3	Structure du Code	2
2	EAU DE PRODUCTION	3
2.1	Définition	3
2.2	Sources et caractéristiques	3
2.3	Options de traitement	3
2.4	Pratiques recommandées	7
2.5	Possibilités d'aménagement	7
3	EAU DE DÉPLACEMENT DU BRUT STOCKÉ	9
3.1	Définition	9
3.2	Sources et caractéristiques	9
3.3	Options de traitement	10
3.4	Pratiques recommandées	11
3.5	Possibilités d'aménagement	11
4	BOUES ET DÉBLAIS DE FORAGE	12
4.1	Définition	12
4.2	Sources et caractéristiques	12
4.3	Options de traitement	13
4.4	Pratiques recommandées	13
4.5	Possibilités d'aménagement	15
5	EAU DE BALLAST	16
5.1	Définition	16
5.2	Sources et caractéristiques	16
5.3	Options de traitement	16
5.4	Pratiques recommandées	16
6	DÉCHETS SANITAIRES ET EAUX USÉES MÉNAGÈRES	18
6.1	Définition	18
6.2	Sources et caractéristiques	18

		Page
6.3	Options de traitement	18
6.4	Pratiques recommandées	19
7	EAUX USÉES DE PONT	20
7.1	Définition	20
7.2	Sources et caractéristiques	20
7.3	Options de traitement	21
7.4	Pratiques recommandées	22
8	EAU DE REFROIDISSEMENT	23
8.1	Définition	23
8.2	Sources et caractéristiques	23
8.3	Pratiques recommandées	23
9	SABLE DE PRODUCTION	25
9.1	Définition	25
9.2	Sources et caractéristiques	25
9.3	Options de traitement	25
9.4	Pratique recommandée	25
10	BOUES DE COMPLÉTION ET DE RECONDITIONNEMENT DES PUITS	26
10.1	Définition	26
10.2	Sources et caractéristiques	26
10.3	Options de traitement	26
10.4	Pratiques recommandées	26
11	SAUMURE DE DESSALEMENT	28
11.1	Définition	28
11.2	Sources et caractéristiques	28
11.3	Options de traitement	28
11.4	Pratique recommandée	28
12	DÉCHETS COMBUSTIBLES	29
12.1	Définition	29
12.2	Sources et caractéristiques	29
12.3	Options de traitement	29
12.4	Pratiques recommandées	29
13	DÉCHETS NON COMBUSTIBLES	30
13.1	Définition	30
13.2	Sources et caractéristiques	30
13.3	Options de traitement	30
13.4	Pratiques recommandées	30

		Page
14	EAU D'ESSAI DU SYSTÈME DE LUTTE CONTRE LES INCENDIES	31
14.1	Définition	31
14.2	Sources et caractéristiques	31
14.3	Options de traitement	31
14.4	Pratiques recommandées	31
15	ADDITIFS CHIMIQUES	32
15.1	Définition	32
15.2	Sources et caractéristiques	32
15.3	Options de traitement	32
15.4	Pratiques recommandées	33
16	ABANDON	34
16.1	Définition	34
16.2	Sources et caractéristiques	34
16.3	Options de traitement	34
16.4	Pratiques recommandées	34
17	SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS	36
18	SURVEILLANCE DU RESPECT DES NORMES	41
18.1	Définition	41
18.2	Caractéristiques	41
18.3	Recommandations	42
BIBLIOGRAPHIE		44
ANNEXE 1	SYSTÈME DE NOTIFICATION DES PRODUITS CHIMIQUES (1) POUR LA SÉLECTION DES PRODUITS CHIMIQUES (2) À UTILISER EN MER	47
ANNEXE 2	PROTOCOLE POUR LES TESTS DE TOXICITÉ	55
ANNEXE 3	ANALYSE DES HUILES (INFRAROUGE/GRAVIMÉTRIE/ DISTILLATION À LA CORNUE)	69
ANNEXE 4	DIRECTIVES DE L'ADMINISTRATION DU PÉTROLE ET DU GAZ DES TERRES DU CANADA POUR L'UTILISATION DES BOUES DE FORAGE À BASE D'HUILE	85

LISTE DES FIGURES

Figure		Page
1	DÉBITS TRAITÉS PAR LES DIFFÉRENTS SYSTÈMES DE TRAITEMENT DE L'EAU DE PRODUCTION UTILISÉS DANS LES INSTALLATIONS EXTRACÔTIÈRES	6
2	EAU ET PÉTROLE BRUT DANS LES RÉSERVOIRS DE STOCKAGE	9
3	SYSTÈME DE CIRCULATION DES BOUES DE FORAGE DANS LES INSTALLATIONS EXTRACÔTIÈRES	14

LISTE DES TABLEAUX

Tableau		
1	DÉBIT DES REJETS D'EAU DE PRODUCTION EN MER	4
2	PRINCIPAUX CONSTITUANTS ORGANIQUES ET INORGANIQUES DE L'EAU DE PRODUCTION	4
3	RÉGLEMENTATION DES REJETS D'EAU DE PRODUCTION	5
4	SOMMAIRE DE LA VARIABILITÉ DES TENEURS EN PÉTROLE DES EFFLUENTS, POUR DIFFÉRENTS PROCÉDÉS DE TRAITEMENT	6
5	DÉBITS ET CHARGE EN ÉLÉMENTS CONSTITUANTS DES DÉCHETS SANITAIRES ET DES EAUX USÉES MÉNAGÈRES	18
6	REJETS D'EAUX USÉES DE PONT PROVENANT DES PLUIES	21

1 INTRODUCTION

1.1 Objet

Les pratiques décrites et recommandées dans le présent Code de pratiques écologiques pour le traitement et l'élimination des déchets des opérations pétrolières et gazières extracôtières, ci-après dénommé le <<Code>>, s'appliquent aux installations extracôtières de l'industrie pétrolière et gazière. Ce document traite de tous les flux de déchets susceptibles d'être produits par les installations de forage au large des côtes du Canada, y compris les additifs chimiques utilisés dans les boues de forage et le traitement des déchets. Il y est également question des préoccupations écologiques que soulèvent ces installations et des différentes méthodes, techniques et pratiques de rechange conçues pour réduire les effets nuisibles des rejets sur l'environnement. Le Code présente des recommandations jugées raisonnables et pratiques; ces recommandations visent la préservation de la qualité du milieu marin canadien lors des rejets provenant des opérations pétrolières et gazières.

Ce Code se veut une source d'avis techniques et un guide que peuvent utiliser l'industrie pétrolière dans les sites extracôtiers, les organismes fédéraux et provinciaux et le public, pour déterminer les possibilités d'optimiser la protection de l'environnement au cours des opérations d'exploration et de production de pétrole et de gaz au large des côtes du Canada. Le Code représente la position d'Environnement Canada sur le degré de traitement réalisable. Il a été élaboré d'après les objectifs, les lignes directrices et les codes de pratiques prévus dans la partie I, article 8, de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1988). Bien que le Code ne constitue pas un règlement et qu'il n'ait pas force de loi en vertu de l'article 8, il contribue à la poursuite de l'objectif de la Loi, à savoir la protection des milieux naturels canadiens. Le Code est destiné à être utilisé conjointement avec les directives de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC). Toutefois, l'observation du Code n'exclut pas le respect des prescriptions fédérales, provinciales ou autres. Les limites de rejet les plus rigoureuses sont considérées comme des objectifs que l'industrie devrait s'efforcer d'atteindre.

1.2 Élaboration du Code

Le Code se fonde sur les travaux du Comité consultatif de l'APGTC chargé d'élaborer des lignes directrices sur le traitement des déchets, de même que sur deux documents de référence préparés pour Environnement Canada : Offshore Oil and Gas Production Waste Characteristics, Treatment Methods, Biological Effects and Their

Application to Canadian Regions (1983) et An Evaluation of the Performance and Cost of Waste Treatment Technologies for Offshore Oil and Gas Production (1985). De plus, des renseignements provenant du Royaume-Uni, des Pays-Bas, de la Norvège et des États-Unis sur les <<meilleures techniques applicables>> y ont été intégrés.

Les recommandations sont fondées sur l'emploi des meilleures techniques applicables ou des meilleures techniques disponibles; là où il semble possible d'améliorer les limites de rejet, l'état actuel des techniques est indiqué. Les limites de rejet recommandées ici peuvent être plus rigoureuses que celles apparaissant dans les lignes directrices provisoires, mais Environnement Canada est d'avis qu'il est possible de s'y conformer. Il est évident que d'autres techniques et d'autres pratiques seront mises au point et qu'elles permettront d'atteindre des résultats équivalents ou supérieurs en matière de protection de l'environnement. Les recherches orientées vers la mise au point et la démonstration de meilleures pratiques pour la protection de l'environnement sont encouragées.

1.3 Structure du Code

Ce Code a été conçu de façon que l'on puisse trouver facilement les pratiques recommandées pour le traitement et l'élimination des flux de déchets des installations d'exploration et de production extracôtières. Les sections 2 à 14 portent sur chacun des flux de déchets et indiquent les pratiques recommandées pour leur traitement et leur élimination, les options de traitement, et les possibilités d'aménagement (le cas échéant) des nouvelles plates-formes.

Les différents produits chimiques utilisés et les voies possibles d'élimination de ces produits sont examinés dans la section 15. L'abandon des installations et la planification nécessaire à la réduction des rejets à ce moment-là font l'objet de la section 16. La section 17 regroupe les pratiques recommandées pour les différents flux de déchets et indique la section et la page où figurent des renseignements plus complets. La section 18 porte sur la surveillance de la conformité des rejets et comprend en outre des recommandations sur les paramètres à échantillonner et sur la fréquence de l'échantillonnage. On trouve à l'annexe 1 un système de notification pouvant être utilisé pour la surveillance de l'utilisation des produits chimiques dans les opérations extracôtières. Les annexes 2 à 4 fournissent des renseignements complémentaires qui seront utiles dans l'application des recommandations.

2 EAU DE PRODUCTION

2.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par eau de production l'eau séparée du pétrole brut ou du gaz au cours du traitement primaire du pétrole ou du gaz sur les plates-formes de production extracôtières. Elle comprend l'eau de formation et peut comprendre l'eau injectée en vue d'une récupération accrue de pétrole lorsque cette eau est récupérée avec le pétrole produit.

2.2 Sources et caractéristiques

Le volume d'eau de production varie d'un champ à un autre et selon l'âge du champ (tableau 1). En général, plus le champ est ancien, plus le volume d'eau de production est important. Dans le cas où l'on a recours à l'injection d'eau pour accroître la récupération de pétrole, la quantité d'eau produite avec le brut est généralement plus grande, surtout lorsque l'eau d'injection migre dans la zone de production (percée). Les estimations des rejets d'eau de production sur les sites de production envisagés au large des côtes du Canada sont fondées sur des données d'exploration limitées et sur des extrapolations des statistiques mondiales. Les estimations des débits de pointe pour les scénarios de production d'Hibernia et de la mer de Beaufort sont de 14 000 m^3/d et de 16 000 m^3/d, respectivement (Mobil Oil, 1985; Dome et collab., 1982).

L'eau de production contient du pétrole insoluble, du pétrole dissous, d'autres produits organiques dissous, des sels dissous et des traces de métaux lourds (tableau 2). L'eau de production peut aussi être contaminée par des produits chimiques de traitement, des boues de complétion et de reconditionnement, des biocides et des désoxygénants provenant de l'eau d'injection. Dans certains États (tableau 3), la réglementation vise la limitation de la teneur en pétrole des rejets d'eau de production. La réglementation des autres constituants de l'eau de production n'a pas fait l'objet de travaux importants, mais la Texas Railroad Commission envisage de limiter les concentrations d'hydrocarbures aromatiques sur les sites extracôtiers relevant de sa compétence dans le golfe du Mexique (Barchard, comm. pers., 1986).

2.3 Options de traitement

L'eau de production est traitée de façon à réduire sa teneur en pétrole, et ce traitement peut comprendre plusieurs étapes. La plupart des systèmes font intervenir des variantes de la séparation par gravité (p. ex., séparateurs à plaques inclinées ou à plaques

TABLEAU 1 DÉBIT DES REJETS D'EAU DE PRODUCTION EN MER (Plates-formes de production de pétrole ou de pétrole et de gaz) (adapté de Thomas et collab., 1983)

Lieu	Débit typique des rejets d'eau de production (m^3/d)	Débit des rejets d'eau de production X (m^3/d)	Médiane (m^3/d)	Plage (m^3/d)	Références
Golfe du Mexique	8 à 16 000				Melligner et collab., 1979
		-	-	636 à 1 600	Goodman et Troake, 1982 (1 plate-forme)
		884	664	31 à 2 709	Jackson et collab., 1981 (10 plates-formes)
		95	-	-	Middleditch et collab., 1978
		1 877	552	56 à 24 000	Mors et collab., 1982 (24 plates-formes)
	3 800 à 38 000	2 400	-	40 à 40 000	Maer, 1975 (25 plate-formes)
		514	440	56 à 1 120	Myers et collab., 1975 (4 plates-formes)
Californie		1 280	1 026	38 à 3 800	Shell, 1981
		1 072	-	736 à 1 280	Myers et collab., 1975 (3 plates-formes)
Cook Inlet		504	547	2 272 (max.)	U.S. EPA, 1982 (Granite Point)
		105	105	25 à 204	(Platform Bruce)*
		9 310	9 429	10 978 (max.)	(Trading Bay)
		1 270	-	-	Lysyj, 1982 (Kenai)
		1 750	-	-	(Dillon)
Mer du Nord	24 000				Goodman et Troake, 1982
		120	-	-	E & P Forum, 1982a
		10 160	1 500	400 à 60 000	Schreiner, 1980 (7 champs)**
		280***	-	-	Moore, 1980 (champs Piper et Claymore)
		10 000****	-	-	Johnston, comm. pers. (champs Piper et Claymore)

Remarque.- Toutes les valeurs s'entendent par plate-forme, sauf pour la mer du Nord, où ce sont des valeurs pour un ou plusieurs champs.

* Eau de production et eaux usées de pont confondues.

** Rejet maximum autorisé comprenant l'eau de production, les eaux usées de pont et l'eau de déplacement du brut stocké.

*** Au démarrage.

**** Plusieurs années après le démarrage.

TABLEAU 2 PRINCIPAUX CONSTITUANTS ORGANIQUES ET INORGANIQUES DE L'EAU DE PRODUCTION (adapté de Mobil Oil Can. Ltd., 1985)

Constituants inorganiques					Constituants organiques		
Ion	Hibernia (mg/L)	Avalon (mg/L)	Venture (mg/L)	Seawater (mg/L)	Paramètre	Prévision, Hibernia (mg/L)	Données des États-Unis (mg/L)
Na^+	67 732	27 500	30 000	10 760	Pétrole total/(grav.)	35	2,3 à 359
K^+	1 016	991	276	387			
Ca^{+2}	7 085	2 536	20 816	413	Benzène	3,5	0,18 à 14,0
Mg^{+2}	669	575	31	1 294	Toluène	2,5	0,16 à 7,95
Ba^{+2}	NA	NA	NA	(3 à 50)	Xylène	0,5	
Sr^{+2}	NA	NA	NA	8	Éthylbenzènes	0,3	0,028 à 0,55
Fe^{+2}	trace	ND	trace	(0,9 à 1,61)	Naphtalènes	0,1	0,018 à 0,30
Cl^-	118 997	48 798	82 831	19 353	2,4-Diméthylphénol		
Br^-	NA	NA	NA	67		0,1	0,016 à 0,57
NCO^{-3}	176	567	1 018	142	Phénol	1,0	0,20 à 3,40
SO_4	71	260	853	2 712	COT	300	68 à 661
CO_3^{-2}	0	0	0	NA	DCO		182 à 3 000
OH^{-1}	0	0	0	NA	DBO		126 à 1 920
H_2S	ND	ND	ND				
MSDT	195 746	81 227	NC				
pH	5,6	7,1	6,1				

NA - non analysé; ND - non décelé; NC - non connu.

TABLEAU 3 RÉGLEMENTATION DES REJETS D'EAU DE PRODUCTION (adapté de Thomas et collab., 1983)

	Eau de production			
	Moyenne mensuelle des teneurs moyennes en pétrole (mg/L)	Moyenne quotidienne des teneurs moyennes en pétrole (mg/L)	Métaux traces (mg/L)	Additifs et autres produits chimiques
Canada		40 (IR)*		
États-Unis	48 (GR)	72 (GR)		
Région IX - Californie		72 (GR)	As 0,032; Cd 0,012; Cr 0,008; Cu 0,02; Pb 0,032; Hg 0,00056; Ni 0,08; Ag 0,0018; Zn 0,08; Phénols 0,120; Cyanure 0,02	- Phénols halogénés interdits - Agents tensio-actifs, dispersants et détergents - rejets limités au minimum sauf pour répondre à des exigences de santé et de sécurité
Région VI - Golfe du Mexique		72 (GR)		- Comme pour la région IX
Région X - Cook Inlet	48 (GR)	72 (GR)		- pH min. de l'eau de production, 6,0; pH max., 9,0 - Teneur moyenne en huiles et graisses des eaux usées de pont, 65 mg/L, max. 90 mg/L
Norvège	40 (IR)			- Système de notification volontaire
Grande-Bretagne	40 (IR)		- Rejets interdits : organohalogénés; mercure et cadmium et leurs composés; huiles et graisses persistantes	- Système de notification volontaire, classement des produits selon la toxicité
Danemark	40			
France	20			
Australie (État de Victoria)		30 (max. 50)		

IR = Spectrophotométrie infrarouge; GR = analyse gravimétrique.
* Résultats indiqués comme pétrole total.

ondulées), qui peuvent être suivies d'une flottation par insufflation de gaz ou par gaz (air) dissous (Thomas et collab., 1983). Les systèmes de traitement existants considérés comme la meilleure technique applicable peuvent donner une teneur de 25 mg/L ou moins dans 50 % des cas, mais il peut être nécessaire d'ajouter des produits chimiques pour y arriver. Brown et Root (1984) ont fourni des indications sur l'efficacité de différents systèmes de séparation du pétrole et de l'eau utilisés dans le traitement de l'eau de production (tableau 4).

Les unités de flottation sont conçues de façon à extraire le pétrole libre ou insoluble et le pétrole émulsionné lorsque des produits chimiques désémulsionnants sont utilisés. Elles peuvent également contribuer à la réduction des hydrocarbures aromatiques dissous, ceux-ci étant absorbés par les particules et emportés par les bulles de gaz

TABLEAU 4 SOMMAIRE DE LA VARIABILITÉ DES TENEURS EN PÉTROLE DES EFFLUENTS, POUR DIFFÉRENTS PROCÉDÉS DE TRAITEMENT (adapté de Brown et Root, 1984)

Type de procédé	Teneurs en pétrole des effluents, non dépassées pendant un pourcentage donné du temps (mg/L)			
	50 %	90 %	95 %	98 %
Systèmes de flottation	25	50	70	100
Coalesceurs à plaque	35	100	130	200
Coalesceurs à médium fibreux	20	70	110	180
Coalesceurs à médium spongieux	15	40	50	60

montantes. Lors d'une étude d'une journée sur la plate-forme de Kenai, à Cook Inlet, on a noté une réduction de 40 % des hydrocarbures aromatiques dissous (Lysyj et collab., 1981).

La flottation par insufflation de gaz est considérée comme la meilleure technique applicable au traitement de l'eau de production (E&P Forum, 1982a), mais il existe d'autres méthodes de traitement (fig. 1).

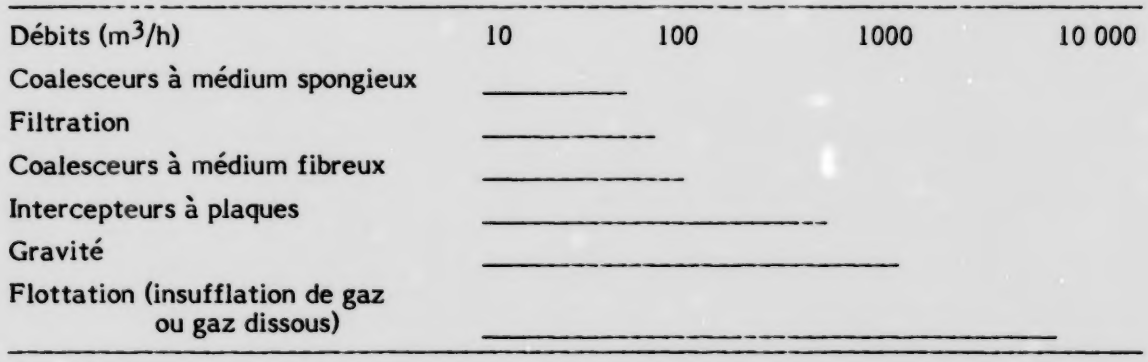


FIGURE 1 DÉBITS TRAITÉS PAR LES DIFFÉRENTS SYSTÈMES DE TRAITEMENT DE L'EAU DE PRODUCTION UTILISÉS DANS LES INSTALLATIONS EXTRACÔTIÈRES (E&P Forum, 1982b)

La réinjection de l'eau de production (pas nécessairement dans la zone de production) constitue une solution de rechange au traitement de cette eau. Comme la réinjection ne suppose pas le rejet d'eau de production, cette méthode ne soulève pas de

préoccupations quant au rejet d'autres produits chimiques avec cette eau. La réinjection est largement utilisée à terre et dans certains sites extracôtiers. L'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis a annoncé son intention d'exiger la réinjection de l'eau de production pour toutes les nouvelles concessions de production situées dans des zones vulnérables (Federal Register, 1985). La réinjection de l'eau de production comporte toutefois un risque, soit l'obturation des réservoirs due à la précipitation de matières solides dissoutes. Il faut prétraiter l'eau de production pour que sa qualité convienne à l'injection. Il faut aussi que le réservoir se prête à la réinjection.

Dans les champs de production où l'injection d'eau sert à une récupération accrue du pétrole, on a mis au point des techniques de prétraitement de l'eau de production en vue de sa réinjection. Ce prétraitement est beaucoup plus complexe que le traitement de l'eau à rejeter. Le forage de puits de refoulement distincts pour la réinjection de l'eau de production n'est pas jugé pratique ni économique (Milne et Green, 1985).

2.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour le traitement et l'élimination de l'eau de production aux installations de production de pétrole et de gaz au large des côtes du Canada :

1. La réinjection de l'eau de production devrait être envisagée sur tous les sites de production où l'injection d'eau servant au maintien de la pression peut faire partie du plan de développement. En eau peu profonde ou à proximité d'habitats vulnérables du point de vue écologique, la réinjection de l'eau de production est considérée comme la meilleure option sur le plan de la protection de l'environnement.
2. Pour les autres sites extracôtiers, si l'eau de production n'est pas réinjectée, les systèmes de traitement devraient être conçus de façon que la concentration d'hydrocarbures totaux (moyenne de 30 jours) soit de 25 mg/L ou moins.
3. Si la concentration des hydrocarbures totaux, considérée comme la valeur moyenne d'une période d'activité étalée sur 30 jours, dépasse 40 mg/L, sauf dans le cas d'un dérèglement du système de traitement, il faudrait présenter à l'organisme de réglementation un rapport détaillé indiquant les raisons du dépassement, avec des données sur les arrivées d'eau et les effluents, ainsi que sur les mesures correctives qui ont été prises afin de se conformer à cette norme.
4. Si l'eau de production traitée doit être rejetée, les rejets devraient être faits à une profondeur où la dispersion sera maximale.

2.5 Possibilités d'aménagement

Lors de la conception de nouvelles installations extracôtières de production de pétrole et de gaz, il est parfois possible d'intégrer à celles-ci des systèmes qui

amélioreront grandement la qualité des effluents et réduiront ou supprimeront les rejets. L'industrie est encouragée à tirer parti de ces possibilités lorsqu'elles se présentent.

Il existe au moins une telle possibilité dans le cas du traitement de l'eau de production : sur une plate-forme exploitée en mer du Nord, on a recours à la séparation par gravité de l'eau de production dans les réservoirs de stockage du pétrole, plutôt qu'à un équipement de traitement de cette eau. Le pétrole brut est dégazé et pompé directement vers les réservoirs de stockage au lieu de passer par un système complexe de séparation de l'eau. L'eau de production se sépare du pétrole au cours du stockage, et l'on signale que sa teneur en pétrole est inférieure à celle obtenue grâce aux systèmes de traitement classiques (Karr, 1986). Cette façon de procéder peut nécessiter l'accroissement de la capacité de stockage pour tenir compte de la séparation du pétrole et de l'eau, mais elle supprime le recours à des techniques de séparation de l'eau. Le temps de séjour ou de décantation est le principal facteur limitant de l'efficacité de la plupart des équipements de séparation du pétrole et de l'eau.

3 EAU DE DÉPLACEMENT DU BRUT STOCKÉ

3.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par eau de déplacement du brut stocké l'eau introduite dans les réservoirs de stockage du brut d'une plate-forme de production extracôtière et rejetée de ces réservoirs, et qui sert au déplacement du pétrole brut transbordé dans un pétrolier ou un pipeline et au maintien du lest (fig. 2).

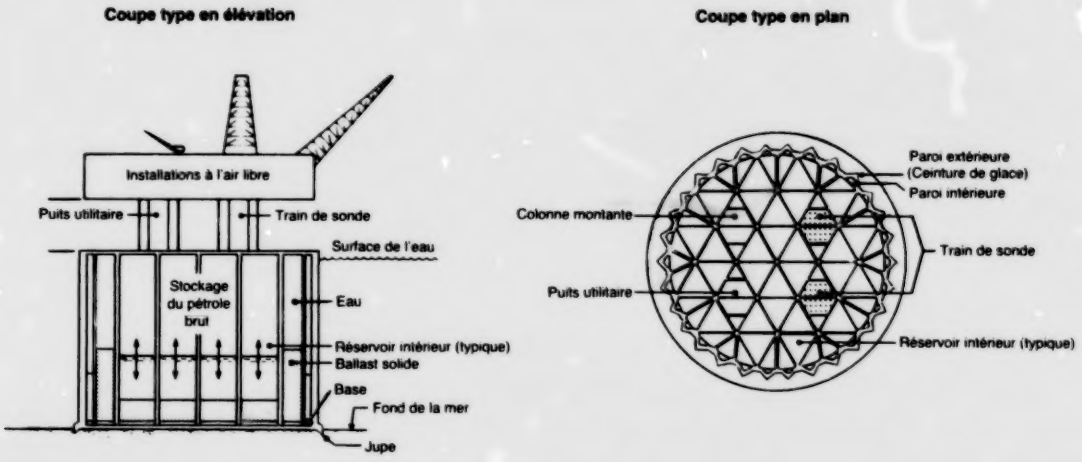


FIGURE 2 EAU ET PÉTROLE BRUT DANS LES RÉSERVOIRS DE STOCKAGE (adapté de Mobil Oil Canada Ltd., 1985)

3.2 Sources et caractéristiques

Le volume d'eau de déplacement du brut stocké est directement proportionnel à la capacité de stockage d'une plate-forme. La capacité moyenne de stockage des plates-formes exploitées en mer du Nord est de 150 x 10^3 m^3 (E&P Forum, 1982b). La plate-forme en béton à embase-poids proposée pour Hibernia aura une capacité approximative de 230 x 10^3 m^3 (J. Ransom, comm. pers.).

Les débits de rejet de l'eau de déplacement seront égaux aux taux de production du pétrole brut. Ces rejets augmenteront donc jusqu'à ce que le champ soit en pleine production et diminueront ensuite à mesure que le champ s'épuisera. En mer du Nord, les rejets d'eau de déplacement varient de 12 000 à 48 000 m^3/d (E&P Forum, 1982b); pour le champ d'Hibernia, Mobil Oil (1985) les a estimés à 32 000 m^3/d.

Le degré de contamination par le pétrole de l'eau de déplacement est fonction de la solubilité du pétrole brut et de ses caractéristiques d'émulsionnement, de la durée du contact du brut avec l'eau, et de la turbulence que crée le pompage du brut et de l'eau. La majeure partie du pétrole contenu dans l'eau de déplacement sera sous forme insoluble (E&P Forum, 1982b) et sera facile à traiter. La teneur moyenne en pétrole de l'eau de déplacement du brut stocké/de ballast, avant traitement, est de 300 mg/L (IOE, 1985). Une émulsion de pétrole et d'eau peut se former à l'interface pétrole/eau du fait de la turbulence créée pendant le pompage. Généralement, cette émulsion est soumise à un traitement particulier qui permet la récupération du pétrole, et l'effluent aqueux est dirigé vers le système de traitement de l'eau de production.

3.3 Options de traitement

Le traitement de l'eau de déplacement du brut stocké sert à l'élimination du pétrole insoluble. Les déshuileurs à plaques ondulées et d'autres appareils analogues sont les systèmes les plus couramment employés pour le traitement de cette eau dans les installations en mer du Nord (Milne et Greene, 1985). Les divers types de déshuileurs à plaques sont essentiellement des séparateurs par gravité munis de plaques qui accroissent le taux de coalescence des gouttelettes de pétrole. Les plaques augmentent la surface utile disponible et réduisent la hauteur effective de montée du pétrole, ce qui accroît la coalescence (E&P Forum, 1982b).

Il existe plusieurs types de déshuileurs à plaques, dont les trois principaux sont les suivants :

- déshuileurs à plaques parallèles, utilisant des plaques horizontales ou verticales peu espacées;
- déshuileurs à plaques inclinées, utilisant des plaques parallèles inclinées à 45°; et
- déshuileurs à plaques ondulées, utilisant des plaques ondulées qui accroissent la surface utile.

Les déshuileurs à plaques ondulées sont considérés comme les plus efficaces. L'eau de déplacement traitée à l'aide de ces déshuileurs présente des teneurs en hydrocarbures variant entre 2 et 50 mg/L, la moyenne étant d'environ 25 mg/L (Johnston

et Halliwell, 1976). Mobil Oil (1985) a estimé que la teneur en hydrocarbures des rejets d'eau de déplacement des plates-formes d'Hibernia sera d'environ 10 mg/L. Comme on l'a déjà vu, le temps de séjour constitue, dans la plupart des systèmes de traitement, le facteur limitant de l'élimination du pétrole, et l'on constate que l'eau de déplacement peut être traitée plus efficacement si elle séjourne longtemps dans les réservoirs de stockage.

Dans certaines installations, l'eau de déplacement du brut stocké est dirigée vers le système de traitement de l'eau de production. Cette pratique n'est pas recommandée, car des flux intermittents risquent de perturber le traitement.

3.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour le traitement et l'élimination de l'eau de déplacement du brut stocké aux installations de production de pétrole et de gaz au large des côtes du Canada :

1. Les systèmes de traitement de l'eau de déplacement du brut stocké devraient être conçus de façon que la moyenne mensuelle de pétrole brut dans l'effluent soit de 25 mg/L ou moins.
2. Il faudrait éviter les rejets de l'interface pétrole/eau. Si cette couche doit être rejetée, il faudrait la pomper avec le pétrole et l'acheminer vers le pétrolier d'exportation ou le pipeline.
3. Les boues provenant du nettoyage périodique des réservoirs de stockage devraient être récupérées et expédiées à terre où elles seront éliminées ou recyclées, ou être incinérées sur place.

3.5 Possibilités d'aménagement

Lors de la conception de nouvelles plates-formes, les concepteurs devraient étudier les possibilités de réduire ou d'éliminer les rejets d'effluents. Dans la conception du traitement de l'eau de déplacement du brut stocké, il faudrait prendre en considération les éléments suivants :

1. Utilisation de l'eau de production comme eau de déplacement du brut stocké (voir la section 2.5).
2. Lorsque des opérations d'injection d'eau sont envisagées, la totalité ou une partie de l'eau de déplacement du brut stocké pourrait être acheminée vers le système d'injection d'eau.
3. On devrait concevoir les orifices d'arrivée dans les réservoirs de stockage de façon à limiter la turbulence et à réduire ainsi les pertes de produit dans l'eau de déplacement du brut stocké.

4 BOUES ET DÉBLAIS DE FORAGE

4.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par boues de forage le mélange de produits chimiques et de matières inertes dans un liquide porteur, huile ou eau, que l'on utilise pour faciliter le forage d'un puits. On entend par déblais de forage les particules que produit le trépan lorsqu'il pénètre la formation.

4.2 Sources et caractéristiques

Les boues de forage sont généralement classées d'après le liquide porteur, par exemple, boue à base d'eau, où l'eau constitue la phase continue liquide, et boue à base d'huile, où l'huile constitue la phase continue liquide. Au début d'un forage, on peut employer une boue de démarrage constituée presque exclusivement de bentonite et d'eau. À mesure que la profondeur du trou augmente, on ajoute des matières choisies en fonction d'applications données. Un alourdissant, barytine ou hématite, constitue la masse des matières ajoutées.

Le volume des boues de forage utilisées est directement proportionnel au volume du trou et au volume des réservoirs de la salle des boues. Pour le site d'Hibernia, on a estimé que le volume de boue nécessaire par puits serait de 6 à 7 x 10^3 m^3 de boue à base d'eau et 500 m^3 de boue à base d'huile (Mobil Oil, 1985). La boue à base d'eau sera rejetée au cours du forage avec les déblais, et il est possible qu'un rejet massif de 500 m^3 soit évacué à la complétion du puits. La boue à base d'huile n'est pas rejetée, bien que de l'huile puisse adhérer aux déblais de forage et se perdre.

Le volume de déblais de forage est directement proportionnel au volume du puits; il est généralement moins grand avec la boue à base d'huile qu'avec la boue à base d'eau, car cette dernière entraîne plus de matériaux lorsque des sections du puits s'éboulent (poches de dissolution) à cause de la sensibilité des formations à l'eau. En employant une boue à base d'huile, on peut généralement forer un trou proche du gabarit prévu. Pour le site d'Hibernia, on a estimé que le forage d'un puits de production comportera un rejet total de 1100 m^3 de déblais de forage, soit 900 m^3 avec la boue à base d'eau et 200 m^3 avec la boue à base d'huile (Mobil Oil, 1985).

Les rejets de boue et de déblais de forage sont continus pendant le forage d'un puits. Leur volume est plus important lorsqu'on modifie la formule de la boue en fonction des besoins du forage. Des rejets en quantités importantes et à débits élevés (80 à

110 m^3/h) se produisent pendant de courtes périodes, ainsi qu'à la complétion du puits (Mors et collab., 1982).

4.3 Options de traitement

La séparation des déblais et de la boue de forage constitue la fonction primaire des systèmes de traitement des boues de forage sur les plates-formes d'exploration et de production. Cette séparation consiste en un procédé physique comportant une série de tamis vibrants qui enlèvent les déblais grossiers, suivis d'une série de dessableurs et de désilteurs (centrifuges) qui éliminent les déblais fins (fig. 3). Les déblais séparés à chaque étape sont rejetés par-dessus bord et la boue est recirculée. Ce système de base est employé pour la séparation des déblais de forage des boues à base d'huile et des boues à base d'eau.

Dans le cas de la boue à base d'eau, il n'est pas jugé nécessaire, pour la protection de l'environnement, de traiter les déblais de forage au-delà de ce stade. Pour les déblais de forage produits lors de l'utilisation de boue à base d'huile, il est généralement nécessaire d'avoir recours à un traitement supplémentaire afin de réduire la quantité d'huile qui adhère aux déblais rejetés. Ce traitement peut aller d'un simple lavage à l'eau jusqu'à des systèmes perfectionnés d'extraction organique grâce auxquels on peut extraire 99 % de l'huile. Dans la majorité des systèmes de lavage des déblais, la solution de lavage risque d'être plus toxique que le pétrole pour les espèces marines et il faut éliminer la solution de lavage lorsqu'elle est épuisée. En mer du Nord, on a utilisé des solutions de lavage pour respecter les limites fixées quant à la quantité d'huile recouvrant les déblais rejetés. D'après une étude de l'UKOOA (1984), les déblais de forage rejetés en mer du Nord sans avoir fait l'objet d'un traitement autre que l'élimination classique des matières solides, présentaient une teneur moyenne de 15 g d'huile par 100 g de déblais secs $\pm$ 5 g. Au Canada, selon les directives existantes (APGTC, 1985), la moyenne calculée pour la période de forage avec la boue à base d'huile ne doit pas dépasser 20 g d'huile par 100 g de déblais secs (annexe 4).

4.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour le traitement et l'élimination des boues et des déblais de forage aux installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. Un système classique d'élimination des matières solides, bien entretenu et bien utilisé, comprenant des tamis vibrants, des dessableurs et des désilteurs, devrait

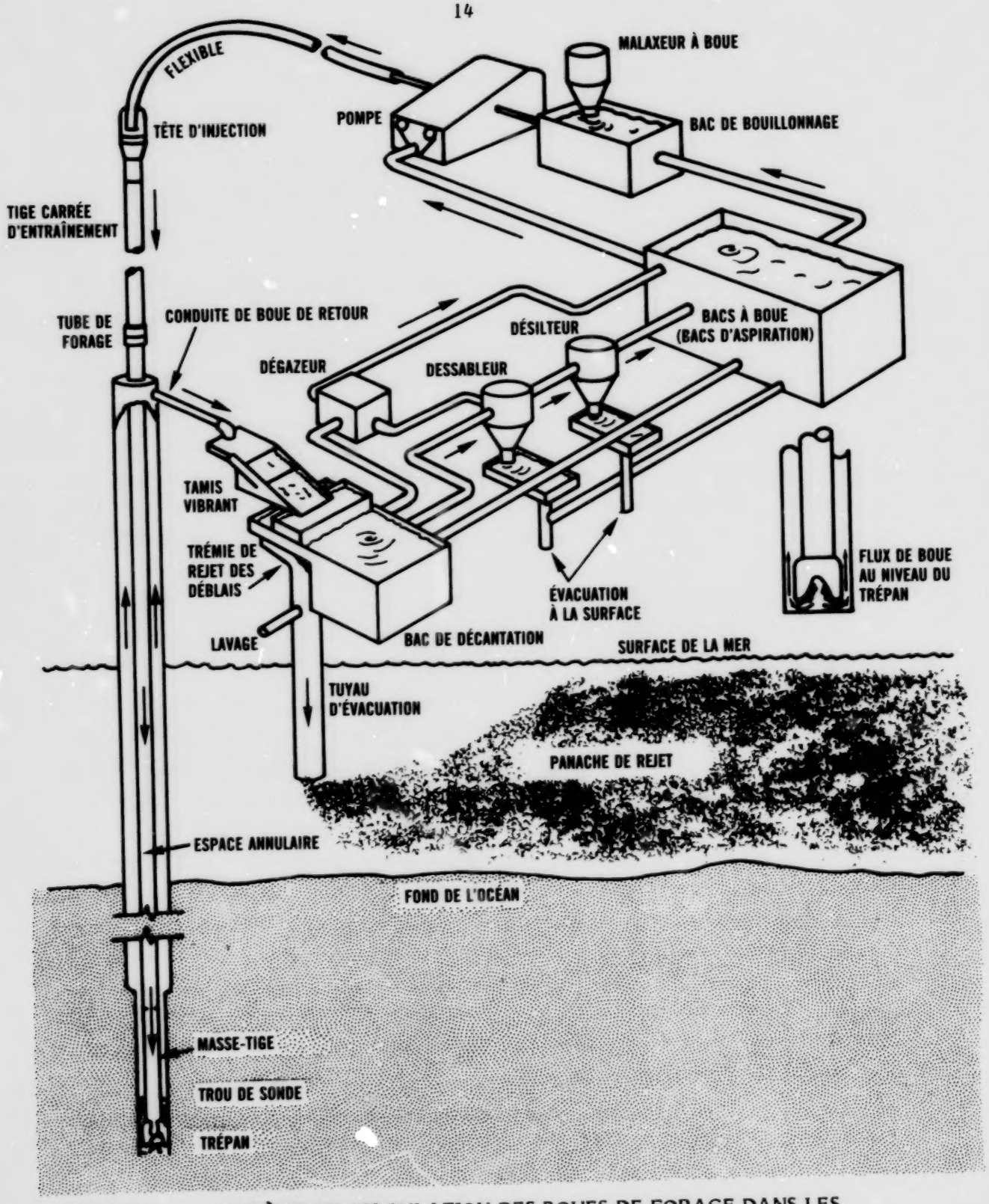


FIGURE 3 SYSTÈME DE CIRCULATION DES BOUES DE FORAGE DANS LES INSTALLATIONS EXTRACÔTIÈRES (Ray, 1982)

être considéré comme la meilleure technique applicable pour la séparation des déblais de forage d'une boue à base d'eau.

2. S'il est nécessaire de procéder à des rejets en grande quantité de boue à base d'eau lors de la complétion d'un puits, on devrait s'assurer que les matières solides de la boue sont déposées dans la même zone que les déblais de forage et que la dispersion de la fraction liquide est maximale.

3. Du carburant diesel ne devrait pas être utilisé comme liquide de décongestion pour les conduites bouchées ni comme lubrifiant dans une boue à base d'eau. On devrait avoir à bord à cette fin d'autres huiles de faible toxicité.

4. Les directives existantes (APGTC, 1985) interdisent le rejet en grande quantité de boues à base d'huile, sauf dans les cas d'urgence où la sécurité du personnel est en jeu.

5. Dans tous les systèmes faisant appel à une boue à base d'huile, on devrait utiliser des huiles de base de faible toxicité, d'une teneur en hydrocarbures aromatiques inférieure à 5 %, sans hydrocarbures aromatiques polycycliques de 4 à 7 cycles.

6. Les huiles de base utilisées dans la boue à base d'huile ne devraient pas présenter une létalité aiguë lors des essais de 96 h sur la fraction hydrosoluble à 100 % (annexes 2 et 4); toute la boue devrait être non toxique pour 50 % des organismes lors d'essais de 96 h, volume pour volume, à une concentration de 100 000 mg/L.

7. La quantité moyenne d'huile recouvrant les déblais de forage rejetés ne devrait pas dépasser 15 g/100 g de déblais secs. Elle ne devrait pas dépasser 30 g/100 g par échantillon. La teneur en huile d'échantillons représentatifs provenant du point de rejet devrait être dosée, conformément au protocole qui figure dans les directives existantes de l'APGTC.

8. S'il a le choix, l'exploitant devrait choisir les moins toxiques des additifs utilisables dans les boues de forage.

4.5 Possibilités d'aménagement

Il n'y a pas eu de progrès importants ces dernières années en matière de séparation des boues et des déblais de forage. Si l'occasion d'intégrer de l'équipement nouveau ou amélioré dans le système de contrôle des matières solides se présentait, les ingénieurs et les exploitants devraient en profiter pour améliorer à la fois la récupération de boue et la qualité des rejets.

Lorsqu'une boue à base d'huile est utilisée, on peut atténuer ou résoudre les problèmes de retour de boue froide et de séparation de l'huile déposée sur les déblais froids en installant un préréchauffeur avant les tamis vibrants.

5 EAU DE BALLAST

5.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par eau de ballast l'eau utilisée dans les plates-formes d'exploration et de production flottantes, les plates-formes à embase-poids et les navires-citernes pétroliers de transport ou de stockage, pour la stabilisation du bâtiment ou le contrôle du tirant d'eau.

5.2 Sources et caractéristiques

Sur les sites de forage extracôtiers, l'eau de ballast peut comprendre l'eau douce ou l'eau de mer chargée sur les pétroliers à la raffinerie, l'eau de mer chargée sur les pétroliers au cours du voyage vers le site extracôtier ou sur ce site même, et l'eau de ballast d'une plate-forme d'exploration ou de production. Elle peut être propre, par exemple, dans les réservoirs de stockage séparées, ou être fortement contaminée par le pétrole provenant des réservoirs de stockage. En mer du Nord, les concentrations d'huile libre dans l'eau de ballast non séparée vont de 1000 à 3000 mg/L. La principale différence entre l'eau de ballast et l'eau de déplacement du brut stocké est que l'eau de ballast peut être contaminée par toute une gamme d'huiles, allant du pétrole brut aux produits très raffinés.

Les rejets d'eau de ballast des pétroliers sont caractérisés par de forts débits intermittents pendant de courtes périodes.

5.3 Options de traitement

L'eau de ballast est traitée de la même façon que l'eau de déplacement du brut stocké, et le lecteur est renvoyé à la section 3.3 pour plus de détails. On pourrait exiger dans un proche avenir un traitement supplémentaire pour satisfaire aux normes MARPOL* 73/78 (OMI, 1986) de 15 mg/L pour les bâtiments de plus de 400 t.

5.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour le traitement et l'élimination de l'eau de ballast aux installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada:

---

*MARPOL 73/78- Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires, établie par l'Organisation maritime internationale (MARPOL = pollution maritime).

1. Les plates-formes de production et d'exploration, les très grands navires de stockage et de transport de pétrole brut et les pétroliers-navettes que l'on se propose de construire devraient tous être équipés de réservoirs séparés pour l'eau de ballast. On évitera ainsi les rejets d'eau de ballast contaminée et l'on s'assurera que ces bâtiments se conforment aux normes MARPOL 73/78 (OMI, 1986) relatives aux rejets d'eau de ballast (15 mg/L).

2. Tous les navires existants devraient se conformer aux normes MARPOL 73/78 (OMI, 1986) en matière de rejets de pétrole (125 mg/L) en procédant à un traitement efficace de l'eau de ballast.

6 DÉCHETS SANITAIRES ET EAUX USÉES MÉNAGÈRES

6.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par déchets sanitaires (couramment appelés eaux noires) tous les déchets du corps humain, et par eaux usées ménagères (couramment appelées eaux grises ou eaux grasses) tous les déchets liquides provenant des cuisines, buanderies, douches et lavabos.

6.2 Sources et caractéristiques

On connaît les débits et les caractéristiques des déchets sanitaires et ménagers; on peut prévoir la charge en éléments constituants sur la base d'évaluations empiriques fondées sur des débits en mètres cubes par personne et par jour ou en kilogrammes par personne et par jour (tableau 5). Les débits de rejet d'eaux noires vont de 4 à 15 m^3/d pour une installation moyenne. Les volumes d'eaux grises peuvent varier considérablement, car l'utilisation d'eau pour les douches varie beaucoup; les débits typiques de rejet vont de 5 à 10 m^3/d.

TABLEAU 5 DÉBITS ET CHARGE EN ÉLÉMENTS CONSTITUANTS DES DÉCHETS SANITAIRES ET DES EAUX USÉES MÉNAGÈRES (Hooper et Myrick, 1971; Manning et collab., 1974; Train et collab., 1976)

		Charges		Concentrations		
	Débit de rejet (m^3/pers./d)	DBO (kg/pers./d)	MSS (kg/pers./d)	DBO (mg/L)	MSS (mg/L)	Chlore résiduel (mg/L)
Déchets sanitaires (traités)	0,075	0,002	0,003	30	40	1,7
Eaux usées ménagères	0,11	0,022	0,016	195	140	0

6.3 Options de traitement

Le traitement des déchets sanitaires a pour but de réduire la demande biologique en oxygène (DBO) et le volume total de matières solides en suspension (MSS) rejetées. L'addition de chlore comme désinfectant réduit la probabilité que des bactéries pathogènes soient associées aux rejets. Il est possible d'atteindre cet objectif grâce à un

système de traitement secondaire et à l'addition d'un désinfectant avant le rejet. Actuellement, ce sont les contacteurs biologiques rotatifs qui sont le plus fiables dans les eaux septentrionales. D'autres systèmes sont utilisés sur les sites extracôtiers et peuvent répondre aux besoins de n'importe quelle plate-forme en matière de traitement des déchets. Le système le plus couramment employé est l'unité d'aération prolongée, mais on emploie aussi l'unité à boue activée. La quantité de boue produite dépend de la charge et du fonctionnement du système.

Normalement, on fait macérer les eaux usées ménagères pour réduire les matières flottantes, et on les rejette ensuite sans traitement.

6.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour le traitement et l'élimination des déchets sanitaires et ménagers des plates-formes d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. Les installations habitées en permanence devraient être conçues de façon qu'un traitement secondaire des déchets sanitaires soit assuré.
2. La condition minimale à respecter aux installations où la profondeur de l'eau est supérieure à 20 m est la macération des déchets jusqu'à une dimension nominale de 6 mm des particules avant le rejet.
3. Dans le cas d'installations où la profondeur de l'eau est inférieure à 20 m, il peut être nécessaire de procéder à une désinfection après le traitement secondaire pour protéger les habitats vulnérables et respecter les normes de qualité de l'eau. En eau profonde, la désinfection n'est pas jugée nécessaire.
4. Lorsqu'on a recours à la désinfection, la concentration de chlore résiduel ne devrait pas dépasser 0,5 mg/L.
5. On devrait choisir des systèmes de traitement secondaire dont l'efficacité et la fiabilité de fonctionnement seront élevées dans les conditions d'utilisation et les conditions climatiques prévues.

7 EAUX USÉES DE PONT

7.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par eaux usées de pont les eaux (douce ou de mer) provenant des précipitations, du lavage de la plate-forme, du lavage du pont, des opérations de nettoyage des réservoirs et du matériel, de même que de l'écoulement des passerelles, gouttières et drains (y compris les réservoirs collecteurs) et des aires de travail (U.S. EPA, 1982).

7.2 Sources et caractéristiques

Les débits et les volumes de rejet d'eaux usées de pont sont fonction des dimensions de la plate-forme, de la fréquence des opérations de lavage et de la pluviométrie. Le volume des rejets provenant des pluies est déterminé par le taux de précipitation et la surface de pont exposée (tableau 6). D'après les données du tableau, la surface de pont exposée d'une plate-forme de production est de 2500 m et le taux moyen de rejet est de 25 m^3/cm de pluie ou 1 % de la surface de pont exposée. Le volume des rejets provenant des lavages est difficile à estimer et dépend de la fréquence de ces opérations, de la surface arrosée et du débit des boyaux. Les estimations du volume total des eaux usées de pont de la plate-forme proposée pour le champ d'Hibernia vont de 27 à 150 m^3/d (Mobil Oil, 1985). Les rejets des réservoirs collecteurs seraient intermittents et leur volume serait faible.

Les eaux usées de pont peuvent contenir plusieurs contaminants qui affectent la qualité des rejets ou influent sur l'efficacité des systèmes de traitement. Les produits chimiques utilisés pour le lavage comprennent des détergents, des dipersants et parfois des solvants. Jackson et collab. (1981) ont signalé des taux d'utilisation de ces produits allant de 5 à 2500 L par lavage. Compte tenu de la nature des huiles qui peuvent s'égoutter sur le pont de la plate-forme (huiles raffinées renfermant différents additifs) et de la possibilité que des détergents et des solvants soient mélangés à l'huile, les rejets d'eaux usées de pont peuvent contenir de l'huile émulsionnée.

Le déversement de boue de forage, et notamment d'huile de base et de boues de reconditionnement et de complétion, peut nuire à la qualité des eaux usées de pont (Train et collab., 1976) et entraîner des perturbations du système de traitement à cause de la charge de matières solides. Les boues de reconditionnement et de complétion contiennent différents acides, mais l'effet de ces derniers sur le pH final est minime, car les acides sont dilués dans le système.

TABLEAU 6 REJETS D'EAUX USÉES DE PONT PROVENANT DES PLUIES (Thomas et collab., 1983)

Type de plate-forme	Surface de pont exposée (m^2)	Rejets d'eaux usées (m^3/cm de pluie)
Petite plate-forme	125	1,3
Plate-forme à 6 piles	660	6,6
Plate-forme à 12 piles	1 050	10,5
Plate-forme à 8 piles	1 120	11,2
Plate-forme à 4 piles	1 240	12,4
Plate-forme pétrolière à 8 piles	1 400	14,0
Plate-forme à 20 piles	1 425	14,3
Plate-forme auto-élévatrice	2 225	22,3
Plate-forme à 28 piles	14 440	144,0
Moyenne	2 500	25,0
Médiane	1 220	12,2

7.3 Options de traitement

Le degré de traitement des eaux usées de pont est variable, mais la majorité des exploitants en mer du Nord, dans le golfe du Mexique et à Cook Inlet utilisent un bac écrémeur ou un séparateur à fond conique pour traiter ces eaux. Ce système peut être combiné à un tube écrémeur en vue d'une récupération accrue d'huile lors de l'élimination. Dans le bac écrémeur, la séparation de l'huile se fait par gravité; le temps de séjour dans le bac est donc un facteur important si l'on veut que les concentrations des rejets soient acceptables. D'après Arnold (1983), un séjour de 30 min est suffisant pour que la séparation se fasse. À Cook Inlet, le séjour dans les bacs d'écrémage dure de 2 à 24 h (U.S. EPA, 1985). Les bacs d'écrémage ne sont efficaces que pour l'huile insoluble dont la taille des gouttelettes est inférieure à 150 mm (Thomas et collab., 1983).

Le traitement des eaux usées de pont peut être compliqué par la présence de différents détergents et émulsionnants utilisés pour le nettoyage des ponts. On peut résoudre ce problème en séparant les eaux usées de pont provenant des lavages et de la pluie des pertes d'huile des machines. L'utilisation de drains distincts est courante dans l'industrie, les liquides recueillis étant traités séparément. Milne et Greene (1985) signalent que le système de traitement typique utilisé dans le golfe du Mexique isole l'huile provenant des réservoirs collecteurs placés sous les machines en l'acheminant vers un bac fermé de récupération d'huile. Les eaux de lavage et les eaux de pluie sont

acheminées vers un bac écrémeur par des drains ouverts. Avant d'être traitées, les eaux usées de pont sont parfois mélangées à d'autres eaux telles que l'eau de production. Un tel mélange des eaux usées de pont et d'autres eaux usées contaminées par des huiles peut entraîner des problèmes dans le système de traitement, dont les suivants :

1. Des variations extrêmes du débit des eaux usées de pont peuvent surcharger et perturber les systèmes de traitement de l'eau de production.
2. Le mélange d'eau oxygénée avec l'eau de production peut entraîner la formation et la précipitation de matières solides en suspension, qui encrasseront les systèmes de traitement.
3. Les détergents provenant des eaux usées de pont émulsionnent les huiles et entraînent de sérieuses perturbations des systèmes de traitement de l'eau de production et de l'eau de déplacement du brut stocké/de ballast.

Divers séparateurs huile/eau ont été mis au point pour l'industrie du transport maritime pour que celle-ci se conforme aux normes MARPOL applicables aux rejets d'eaux usées contaminées par des huiles, mais ils ne sont pas encore utilisés couramment sur les plates-formes d'exploration et de production pétrolières et gazières. Généralement, ces systèmes utilisent un médium de filtrage qui retient l'huile insoluble et l'huile émulsionnée.

7.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour le traitement et l'élimination des eaux usées de pont des installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. Les eaux usées de pont provenant des lavages et des pluies devraient être acheminées vers un système de drains distinct de celui employé pour les eaux usées recueillies dans les réservoirs collecteurs placés sous les machines.
2. On devrait concevoir les systèmes de traitement des eaux usées de pont de façon à respecter la limite de rejet MARPOL 73/78 de 15 mg/L d'huile.
3. Les eaux usées de pont devraient être traitées séparément, sans être mélangées à d'autres flux de déchets contaminés par l'huile.
4. Les eaux traitées devraient être rejetées sous la surface, de préférence à travers un tube écrémeur, et l'huile devrait être recueillie.
5. On devrait incinérer sur place les résidus huileux du traitement ou les expédier à terre pour qu'ils soient éliminés d'une façon acceptable pour l'environnement.

8 EAU DE REFROIDISSEMENT

8.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par eau de refroidissement l'eau non recyclée utilisée pour le refroidissement indirect des machines ou comme médium d'échange de chaleur pour le refroidissement du pétrole ou du gaz.

8.2 Sources et caractéristiques

Comme l'eau de refroidissement est extraite de l'océan environnant, sa composition est identique à celle de l'eau de mer du site de forage. Cependant, sa température peut atteindre 30 °C lorsqu'elle est rejetée (Mobil Oil, 1985). L'eau de refroidissement rejetée peut aussi contenir de petites quantités de biocides utilisés contre le bioencrassement. Le biocide le plus courant est le chlore, utilisé en quantités variables.

Le volume d'eau de refroidissement employé est fonction du type et des dimensions de l'équipement de la plate-forme et de la température ambiante. Mobil Oil (1985) a estimé ce volume à 10 000 m^3/d par appareil pour les forages de développement d'Hibernia et à 180 000 m^3/d pendant la production.

8.3 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour l'élimination de l'eau de refroidissement indirect, non recyclée, aux installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. Si le chlore est utilisé comme biocide :
   a) on devrait utiliser la quantité minimale de chlore qui s'avère efficace;
   b) la concentration de chlore résiduel au point de rejet ne devrait pas dépasser 0,5 mg/L.
2. Si d'autres biocides sont utilisés :
   a) ces produits chimiques devraient être approuvés par l'organisme de réglementation;
   b) il faudrait éviter les biocides ayant des effets carcinogènes ou mutagènes ou une durée de persistance dans l'environnement de plus de quelques heures (< 24 h).
3. Lorsque c'est possible, l'eau de refroidissement devrait être utilisée comme eau d'appoint du système d'injection d'eau.

4. On devrait rejeter l'eau à la surface ou près de la surface de la mer pour intensifier la dégradation du biocide par la lumière ultraviolette.

9 SABLE DE PRODUCTION

9.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par sable de production tous les solides provenant des formations et qui sont recueillis avec le pétrole ou le gaz et qui peuvent former soit la charge de matières solides en suspension des eaux rejetées, soit des déchets solides distincts.

9.2 Sources et caractéristiques

La quantité de sable de production est fonction de l'âge du puits et des caractéristiques de la formation. Les volumes sont faibles aux premiers stades du développement et augmentent à mesure que les puits deviennent moins productifs (Maer, 1975). S'il s'agit de faibles volumes de sables fins, ces derniers peuvent être emportés par le système de traitement de l'eau contaminée par le pétrole et apparaître comme des matières solides en suspension dans l'effluent d'eau de production; s'il s'agit de gros volumes de particules grossières, celles-ci peuvent être traitées dans des séparateurs à cyclone, donnant ainsi un résidu solide (Maer, 1975; Train et collab., 1976). Les taux de rejet typiques de sable de production vont de 4 à 40 m^3/d au plus (Maer, 1975). Mobil Oil (1985) estime qu'au champ d'Hibernia, la quantité de sable de production variera de moins d'un mètre cube à plusieurs mètres cubes par jour. Tout le sable recueilli sera contaminé par du pétrole brut, le degré de contamination variant en fonction des caractéristiques du brut.

9.3 Options de traitement

Il faut traiter le sable de production recueilli dans les séparateurs à cyclone pour réduire sa teneur en pétrole avant l'élimination. On le lave généralement à l'eau avec des détergents ou un solvant pour récupérer le pétrole; après lavage, il contiendrait moins de 1 mg de pétrole par kilogramme (Garcia, 1974). Pour briser les émulsions et récupérer le pétrole, on achemine la portion pétrole/eau vers le traiteur-réchauffeur.

9.4 Pratique recommandée

On recommande l'adoption de la pratique suivante pour l'élimination du sable de production aux installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. Le sable de production ayant une teneur en pétrole total inférieure à 1 mg/kg peut être rejeté directement en mer.

10 BOUES DE COMPLÉTION ET DE RECONDITIONNEMENT DES PUITS

10.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par boues de complétion des puits les produits chimiques et les matières solides utilisés pour la préparation d'un puits à la production d'hydrocarbures une fois le forage terminé. On entend par boues de reconditionnement les produits chimiques et les matières solides utilisés pour l'amélioration de la production de pétrole ou de gaz d'un puits en production lorsque l'écoulement d'hydrocarbures s'est ralenti.

10.2 Sources et caractéristiques

Pour préparer un puits de production, on emploie des boues de complétion spécialement formulées. Ces boues contiennent surtout des argiles en suspension dans de l'eau douce ou de l'huile, du carburant diesel, du pétrole brut et des solutions salines à haute densité, que l'on traite avec des produits chimiques spéciaux pour exercer un contrôle sur les propriétés d'écoulement des boues et atténuer la corrosion.

Les boues de reconditionnement sont analogues aux boues de complétion ou de forage; souvent, il n'y a pas de différence entre elles. Leur composition est déterminée de façon que les dommages causés à la zone productrice soient réduits au minimum; il peut s'agir d'un mélange renfermant de l'argile dans de l'eau ou de l'huile, de l'eau de mer et différents additifs chimiques. Lors des opérations de reconditionnement ou de complétion, la zone productrice peut être stimulée à l'acide. Une fois ces opérations terminées, on nettoie le puits en pompant les boues dans un réservoir avant d'envoyer le flux aux installations de production.

10.3 Options de traitement

Le principal problème que posent les boues de complétion et de reconditionnement est leur teneur élevée en acide. L'acidité devrait être neutralisée avant l'élimination.

10.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour le traitement et l'élimination des boues de complétion et de reconditionnement aux installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. On devrait recueillir et traiter séparément les bouchons de boue de complétion et de reconditionnement renvoyés à la surface pour éviter de perturber le système de traitement de l'eau de production.
2. Les acides usés devraient être neutralisés avant leur élimination.
3. Les acides neutralisés peuvent être rejetés directement en mer.

11 SAUMURE DE DESSALEMENT

11.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par saumure de dessalement la saumure concentrée résultant de la production d'eau potable à partir de l'eau de mer aux installations extracôtières.

11.2 Sources et caractéristiques

La composition chimique de la saumure est la même que celle de l'eau de mer, sauf que la saumure est environ deux fois plus concentrée que l'eau de mer. Les volumes rejetés vont de 20 à 30 m^3/d (Milne et Greene, 1985).

11.3 Options de traitement

Le traitement des saumures de dessalement se limite à une dilution avant le rejet. La plupart des organismes de réglementation n'exigent pas que les saumures soient traitées avant d'être éliminées.

11.4 Pratique recommandée

On recommande l'adoption de la pratique suivante pour l'élimination des saumures de dessalement aux installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. Les saumures de dessalement peuvent être rejetées directement en mer, sans traitement ni prédilution, sauf dans les zones sensibles aux variations de la salinité.

12 DÉCHETS COMBUSTIBLES

12.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par déchets combustibles tous les déchets pouvant être incinérés sur place dans les installations extracôtières.

12.2 Sources et caractéristiques

Parmi les déchets combustibles, on compte les papiers, plastiques, déchets de cuisine combustibles et chiffons imprégnés d'huile. Les volumes produits sont variables et l'on ne dispose pas de données pour ce flux de déchets en particulier.

12.3 Options de traitement

Outre la compaction qui réduit le volume des déchets combustibles, il existe peu d'options de prétraitement des déchets à éliminer. Pour l'élimination, il existe au moins deux options. Les déchets compactés peuvent être transportés à terre où ils seront éliminés dans un site d'enfouissement ou un incinérateur agréés, ou être incinérés en mer. L'utilisation de paniers de combustion constitue une pratique courante. Cependant, cette forme d'élimination dépend des conditions du vent et entraîne le dépôt sur la mer de cendres et de matériaux partiellement consumés, et présente aussi des risques d'incendie. Il serait préférable d'utiliser un incinérateur à mazout sur la plate-forme, ce qui assure un meilleur contrôle dans des zones où une flamme nue peut poser un problème.

12.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour l'élimination des déchets combustibles aux installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. Les déchets combustibles peuvent être brûlés sur place dans des incinérateurs à mazout ou des paniers de combustion; ils peuvent aussi être compactés et expédiés à terre en conteneurs fermés, pour être éliminés dans un site d'enfouissement ou un incinérateur agréés.
2. On ne devrait pas utiliser de paniers de combustion pour l'élimination des déchets de plastique, déchets de cuisine et déchets pétroliers.
3. Les résidus de l'incinération devraient être expédiés à terre et éliminés dans un site d'enfouissement agréé.

13 DÉCHETS NON COMBUSTIBLES

13.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par déchets non combustibles tous les déchets qu'il n'est pas facile d'incinérer sur place, par exemple, le verre et le métal.

13.2 Sources et caractéristiques

On ne dispose guère de données sur les volumes de déchets non combustibles, car ce flux de déchets est variable. Ces déchets proviennent normalement des travaux de réparation et d'entretien du matériel. Ils peuvent comprendre des matières allant des résidus d'incinération aux tiges de forage, et il s'agirait principalement de ferraille.

13.3 Options de traitement

Il n'est pas facile de traiter sur place les déchets non combustibles des installations extracôtières. La pratique généralement admise consiste à emballer ces déchets et à les expédier à terre où ils seront éliminés. L'immersion des déchets en mer est une option qui n'est pas encore utilisée au Canada, mais elle pourrait être envisagée.

13.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour l'élimination des déchets non combustibles des installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. Les déchets non combustibles devraient être emballés dans des conteneurs fermés et expédiés à terre où ils seront recyclés ou éliminés dans un site agréé.
2. L'immersion en mer des déchets non combustibles peut être considérée comme une option viable; elle doit être conforme à la Loi sur l'immersion des déchets en mer et aux autres textes législatifs pertinents.

14 EAU D'ESSAI DU SYSTÈME DE LUTTE CONTRE LES INCENDIES

14.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par eau d'essai du système de lutte contre les incendies l'eau utilisée dans les lances d'incendie lors des essais périodiques du système.

14.2 Sources et caractéristiques

L'eau utilisée pour les essais du système de lutte contre les incendies est tirée directement du milieu marin et n'est pas différente de l'eau de mer, si ce n'est que l'on peut y ajouter un biocide pour empêcher le bioencrassement dans les pompes et les lances. Les volumes peuvent varier de 10 m^3/d à 65 000 m^3/d (Thomas et collab., 1983).

14.3 Options de traitement

L'eau d'essai du système de lutte contre les incendies n'est généralement pas traitée avant d'être rejetée directement en mer.

14.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour l'élimination de l'eau d'essai du système de lutte contre les incendies aux installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. L'eau d'essai du système de lutte contre les incendies peut être rejetée directement en mer, sans traitement.
2. On devrait limiter au minimum l'addition de biocide utilisé contre le bioencrassement. Si l'on utilise du chlore, la concentration du chlore résiduel ne devrait pas dépasser 0,5 mg/L.
3. Le biocide utilisé devrait être approuvé par l'organisme de réglementation.

15 ADDITIFS CHIMIQUES

15.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par additifs chimiques tous les produits chimiques et les composés utilisés sur une plate-forme extracôtière pour la préparation des boues de forage, ajoutés à l'eau d'injection, utilisés dans le traitement du pétrole et du gaz, ou ajoutés aux flux de liquides prélevés ou évacués en vue de la prévention du bioencrassement ou de la corrosion.

15.2 Sources et caractéristiques

Oil Week publie chaque année une liste des produits chimiques pouvant être utilisés dans les installations extracôtières d'exploration ou de production. Cette liste comprend plus de 700 produits chimiques, mais le forage d'un puits n'en demandera peut-être qu'un nombre restreint. En 1983, on a utilisé 67 de ces produits dans le forage de puits d'exploration au nord de 60° au Canada (Evans et Milburn, 1985).

Divers produits chimiques sont utilisés dans presque chacune des activités d'une plate-forme extracôtière, de la production d'eau potable au traitement de l'eau d'injection. La quantité utilisée est fonction des besoins et l'on ne dispose pas d'estimations des quantités rejetées en mer. Evans et Milburn (1985) ont dressé une liste des produits chimiques utilisés dans les boues de forage dans l'Arctique canadien de 1978 à 1982, en indiquant la quantité et le taux d'utilisation de chacun d'eux. Certains de ces produits se perdent dans les formations, d'autres sont consommés au cours du processus pour lequel ils sont employés, et d'autres sont rejetés.

15.3 Options de traitement

La majorité des produits chimiques utilisés ne peuvent pas être traités par les moyens classiques. Limiter l'utilisation de ces produits à la quantité minimale nécessaire pour atteindre l'objectif voulu reste la meilleure chose à faire. On peut aussi surveiller l'utilisation des produits chimiques grâce à un système de notification où tous les produits chimiques devant être utilisés, le taux d'utilisation et les données utiles sur la toxicité seraient mentionnés. Lorsqu'on a le choix, on devrait utiliser les produits les moins toxiques. L'emploi de produits chimiques très toxiques ou persistants peut être interdit ou limité à des utilisations ne pouvant entraîner la pénétration de ces produits dans l'environnement.

15.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes pour la surveillance des additifs chimiques dans les installations d'exploration et de production au large des côtes du Canada :

1. On devrait établir un système de notification des produits chimiques pour en surveiller l'utilisation dans les installations extracôtières (voir l'annexe 1).
2. On devrait dresser la liste des produits chimiques approuvés, liste fondée sur un plan de notification des produits chimiques qui permettra aux organismes de réglementation d'évaluer les utilisations prévues de ces produits.
3. L'organisme de réglementation devrait procéder régulièrement à des inspections pour s'assurer que l'industrie se conforme aux normes établies.

16 ABANDON

16. Définition

Aux fins du présent Code, on entend par abandon toute activité liée à la fermeture, temporaire ou permanente, d'une installation de production extracôtière.

16.2 Sources et caractéristiques

Les rejets liquides et solides associés à l'abandon d'une installation comprennent toute la gamme des rejets visés par le présent Code, de même que les déchets solides associés à l'enlèvement de l'équipement. La quantité de déchets solides à traiter dépend du mode de production, mais elle ne peut être déterminée avec précision pour le moment, car il n'y a pas encore eu d'abandon.

16.3 Options de traitement

Lorsque prend fin la production d'un champ de pétrole ou de gaz, les différentes options de traitement et d'élimination des déchets doivent faire l'objet d'un plan. Celui-ci portera sur le traitement des déchets supplémentaires provenant de la désaffectation du site et permettra de faire face à la réduction d'efficacité des systèmes de traitement en place provoquée par la réduction des flux.

L'immersion en mer des déchets solides peut être considérée comme une option viable, et l'injection des déchets liquides dans les formations épuisées peut également être envisagée. Le plan de traitement et d'élimination des déchets devrait tenir compte de l'utilisation du site une fois les opérations d'abandon terminées. Plusieurs textes législatifs canadiens (dont la *Loi sur la marine marchande du Canada*, la *Loi sur l'immersion des déchets en mer*, la *Loi sur la protection des eaux navigables*, la *Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques*, et la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada)* déterminent le degré de nettoyage devant être effectué après l'abandon d'une installation. L'exploitant devrait connaître la réglementation locale pertinente aux plans d'abandon.

16.4 Pratiques recommandées

On recommande l'adoption des pratiques suivantes lors de l'abandon d'installations de production de pétrole et de gaz au large des côtes du Canada :

1. Un plan de désaffectation devrait être intégré au processus d'approbation du plan de développement.
2. Le plan devrait faire l'objet de négociations entre l'industrie et les organismes ayant un rôle à jouer dans l'approbation du plan de développement, de concert avec les organismes chargés de la gestion des pêches et de l'environnement après l'abandon.

3. Lorsque c'est possible, tous les déchets liquides devraient être injectés dans les formations épuisées, et tous les obstacles physiques à la pêche ou à d'autres utilisations légitimes devraient être supprimés.

4. Si les déchets ne peuvent pas être injectés dans les formations épuisées, ils peuvent être éliminés conformément aux procédures approuvées par l'organisme de réglementation.

17 SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Le sommaire des recommandations présenté ci-après aidera l'usager à déterminer les méthodes de traitement et d'élimination privilégiées et à trouver rapidement la page et la section où figure l'analyse qui a conduit à ces recommandations.

Eau de production (section 2, p. 3)

1. La réinjection de l'eau de production devrait être envisagée sur tous les sites de production où l'injection d'eau servant au maintien de la pression peut faire partie du plan de développement. En eau peu profonde ou à proximité d'habitats vulnérables du point de vue écologique, la réinjection de l'eau de production est considérée comme la meilleure option sur le plan de la protection de l'environnement.
2. Pour les autres sites extracôtiers, si l'eau de production n'est pas réinjectée, les systèmes de traitement devraient être conçus de façon que la concentration d'hydrocarbures totaux (moyenne de 30 jours) soit de 25 mg/L ou moins.
3. Si la concentration des hydrocarbures totaux, considérée comme la valeur moyenne d'une période d'activité étalée sur 30 jours, dépasse 40 mg/L, sauf dans le cas d'un dérèglement du système de traitement, il faudrait présenter à l'organisme de réglementation un rapport détaillé indiquant les raisons du dépassement, avec des données sur les arrivées d'eau et les effluents, ainsi que sur les mesures correctives qui ont été prises afin de se conformer à cette norme.
4. Si l'eau de production traitée doit être rejetée, les rejets devraient être faits à une profondeur où la dispersion sera maximale.

Eau de déplacement du brut stocké (section 3, p. 9)

1. Les systèmes de traitement de l'eau de déplacement du brut stocké devraient être conçus de façon que la moyenne mensuelle de pétrole brut dans l'effluent soit de 25 mg/L ou moins.
2. Il faudrait éviter les rejets de l'interface pétrole/eau. Si cette couche doit être rejetée, il faudrait la pomper avec le pétrole et l'acheminer vers le pétrolier d'exportation ou le pipeline.
3. Les boues provenant du nettoyage périodique des réservoirs de stockage devraient être récupérées et expédiées à terre où elles seront éliminées ou recyclées, ou être incinérées sur place.

Boues et déblais de forage (section 4, p. 12)

1. Un système classique d'élimination des matières solides, bien entretenu et bien utilisé, comprenant des tamis vibrants, des dessableurs et des désilteurs, devrait être considéré comme la meilleure technique applicable pour la séparation des déblais de forage d'une boue à base d'eau.
2. S'il est nécessaire de procéder à des rejets en grande quantité de boue à base d'eau lors de la complétion d'un puits, on devrait s'assurer que les matières solides de la boue sont déposées dans la même zone que les déblais de forage et que la dispersion de la fraction liquide est maximale.

3. Du carburant diesel ne devrait pas être utilisé comme liquide de décongestion pour les conduites bouchées ni comme lubrifiant dans une boue à base d'eau. On devrait avoir à bord à cette fin d'autres huiles de faible toxicité.

4. Les directives existantes (APGTC, 1985) interdisent le rejet en grande quantité de boues à base d'huile, sauf dans les cas d'urgence où la sécurité du personnel est en jeu.

5. Dans tous les systèmes faisant appel à une boue à base d'huile, on devrait utiliser des huiles de base de faible toxicité, d'une teneur en hydrocarbures aromatiques inférieure à 5 %, sans hydrocarbures aromatiques polycycliques de 4 à 7 cycles.

6. Les huiles de base utilisées dans la boue à base d'huile ne devraient pas présenter une létalité aiguë lors des essais de 96 h sur la fraction hydrosoluble à 100 % (annexes 2 et 4); toute la boue devrait être non toxique pour 50 % des organismes lors d'essais de 96 h, volume pour volume, à une concentration de 100 000 mg/L.

7. La quantité moyenne d'huile recouvrant les déblais de forage rejetés ne devrait pas dépasser 15 g/100 g de déblais secs. Elle ne devrait pas dépasser 30 g/100 g par échantillon. La teneur en huile d'échantillons représentatifs provenant du point de rejet devrait être dosée, conformément au protocole qui figure dans les directives existantes de l'APGTC.

8. S'il a le choix, l'exploitant devrait choisir les moins toxiques des additifs utilisables dans les boues de forage.

Eau de ballast (section 5, p. 16)

1. Les plates-formes de production et d'exploration, les très grands navires de stockage et de transport de pétrole brut et les pétroliers-navettes que l'on se propose de construire devraient tous être équipés de réservoirs séparés pour l'eau de ballast. On évitera ainsi les rejets d'eau de ballast contaminée et l'on s'assurera que ces bâtiments se conforment aux normes MARPOL 73/78 (OMI, 1986) relatives aux rejets d'eau de ballast (15 mg/L).

2. Tous les navires existants devraient se conformer aux normes MARPOL 73/78 (OMI, 1986) en matière de rejets de pétrole (125 mg/L) en procédant à un traitement efficace de l'eau de ballast.

Eaux sanitaires (section 6, p. 18)

1. Les installations habitées en permanence devraient être conçues de façon qu'un traitement secondaire des déchets sanitaires soit assuré.

2. La condition minimale à respecter aux installations où la profondeur de l'eau est supérieure à 20 m est la macération des déchets jusqu'à une dimension nominale de 6 mm des particules avant le rejet.

3. Dans le cas d'installations où la profondeur de l'eau est inférieure à 20 m, il peut être nécessaire de procéder à une désinfection après le traitement secondaire pour protéger les habitats vulnérables et respecter les normes de qualité de l'eau. En eau profonde, la désinfection n'est pas jugée nécessaire.

4. Lorsqu'on a recours à la désinfection, la concentration de chlore résiduel ne devrait pas dépasser 0,5 mg/L.

5. On devrait choisir des systèmes de traitement secondaire dont l'efficacité et la fiabilité de fonctionnement seront élevées dans les conditions d'utilisation et les conditions climatiques prévues.

Eaux usées de pont (section 7, p. 20)

1. Les eaux usées de pont provenant des lavages et des pluies devraient être acheminées vers un système de drains distinct de celui employé pour les eaux usées recueillies dans les réservoirs collecteurs placés sous les machines.
2. On devrait concevoir les systèmes de traitement des eaux usées de pont de façon à respecter la limite de rejet MARPOL 73/78 de 15 mg/L d'huile.
3. Les eaux usées de pont devraient être traitées séparément, sans être mélangées à d'autres flux de déchets contaminés par l'huile.
4. Les eaux traitées devraient être rejetées sous la surface, de préférence à travers un tube d'écrémeur, et l'huile devrait être recueillie.
5. On devrait incinérer sur place les résidus huileux du traitement ou les expédier à terre pour qu'ils soient éliminés d'une façon acceptable pour l'environnement.

Eau de refroidissement (section 8, p. 23)

1. Si le chlore est utilisé comme biocide :
   a) on devrait utiliser la quantité minimale de chlore qui s'avère efficace;
   b) la concentration de chlore résiduel au point de rejet ne devrait pas dépasser 0,5 mg/L.
2. Si d'autres biocides sont utilisés :
   a) ces produits chimiques devraient être approuvés par l'organisme de réglementation;
   b) il faudrait éviter les biocides ayant des effets carcinogènes ou mutagènes ou une durée de persistance dans l'environnement de plus de quelques heures (< 24 h).
3. Lorsque c'est possible, l'eau de refroidissement devrait être utilisée comme eau d'appoint du système d'injection d'eau.
4. On devrait rejeter l'eau à la surface ou près de la surface de la mer pour intensifier la dégradation du biocide par la lumière ultraviolette.

Sable de production (section 9, p. 25)

1. Le sable de production ayant une teneur en pétrole total inférieure à 1 mg/kg peut être rejeté directement en mer.

Boues de complétion et de reconditionnement (section 10, p. 26)

1. On devrait recueillir et traiter séparément les bouchons de boue de complétion et de reconditionnement renvoyés à la surface pour éviter de perturber le système de traitement de l'eau de production.
2. Les acides usés devraient être neutralisés avant leur élimination.

3. Les acides neutralisés peuvent être rejetés directement en mer.

Saumures de dessalement (section 11, p. 28)

1. Les saumures de dessalement peuvent être rejetées directement en mer, sans traitement ni prédilution, sauf dans les zones sensibles aux variations de la salinité.

Déchets combustibles (section 12, p. 29)

1. Les déchets combustibles peuvent être brûlés sur place dans des incinérateurs à mazout ou des paniers de combustion; ils peuvent aussi être compactés et expédiés à terre en conteneurs fermés, pour être éliminés dans un site d'enfouissement ou un incinérateur agréés.
2. On ne devrait pas utiliser de paniers de combustion pour l'élimination des déchets de plastique, déchets de cuisine et déchets pétroliers.
3. Les résidus de l'incinération devraient être expédiés à terre et éliminés dans un site d'enfouissement agréé.

Déchets non combustibles (section 13, p. 30)

1. Les déchets non combustibles devraient être emballés dans des conteneurs fermés et expédiés à terre où ils seront recyclés ou éliminés dans un site agréé.
2. L'immersion en mer des déchets non combustibles peut être considérée comme une option viable; elle doit être conforme à la Loi sur l'immersion des déchets en mer et aux autres textes législatifs pertinents.

Eau d'essai du système de lutte contre les incendies (section 14, p. 31)

1. L'eau d'essai du système de lutte contre les incendies peut être rejetée directement en mer, sans traitement.
2. On devrait limiter au minimum l'addition de biocide utilisé contre le bioencrassement. Si l'on utilise du chlore, la concentration du chlore résiduel ne devrait pas dépasser 0,5 mg/L.
3. Le biocide utilisé devrait être approuvé par l'organisme de réglementation.

Additifs chimiques (section 15, p. 32)

1. On devrait établir un système de notification des produits chimiques pour en surveiller l'utilisation dans les installations extracôtières (voir l'annexe 1).
2. On devrait dresser la liste des produits chimiques approuvés, liste fondée sur un plan de notification des produits chimiques qui permettra aux organismes de réglementation d'évaluer les utilisations prévues de ces produits.
3. L'organisme de réglementation devrait procéder régulièrement à des inspections pour s'assurer que l'industrie se conforme aux normes établies.

Abandon (section 16, p. 34)

1. Un plan de désaffectation devrait être intégré au processus d'approbation du plan de développement.
2. Le plan devrait faire l'objet de négociations entre l'industrie et les organismes ayant un rôle à jouer dans l'approbation du plan de développement, de concert avec les organismes chargés de la gestion des pêches et de l'environnement après l'abandon.
3. Lorsque c'est possible, tous les déchets liquides devraient être injectés dans les formations épuisées, et tous les obstacles physiques à la pêche ou à d'autres utilisations légitimes devraient être supprimés.
4. Si les déchets ne peuvent pas être injectés dans les formations épuisées, ils peuvent être éliminés conformément aux procédures approuvées par l'organisme de réglementation.

18 SURVEILLANCE DU RESPECT DES NORMES

18.1 Définition

Aux fins du présent Code, on entend par surveillance du respect des normes les activités régulières d'échantillonnage et d'analyse de tous les flux d'effluents, lesquelles servent à déterminer les concentrations et/ou les quantités d'éléments et de composés donnés et leur conformité aux concentrations précisées dans la réglementation.

18.2 Caractéristiques

Le but premier d'un programme de surveillance du respect des normes est de veiller à ce que les flux d'effluents provenant d'une installation ne dépassent pas les concentrations précisées dans la réglementation et, là où des problèmes se posent, à ce que des mesures correctives soient appliquées. Ce but ne peut être atteint que si l'exploitant est bien informé des exigences de la réglementation et s'engage à faire examiner périodiquement les résultats de la surveillance. Le programme doit aussi être combiné à un calendrier d'entretien régulier afin que l'on puisse s'assurer du fonctionnement optimal de l'équipement utilisé pour le traitement des effluents.

Les efforts de surveillance du respect des normes peuvent varier dans le temps. Une nouvelle plate-forme de production exigera plus d'efforts de l'exploitant qu'une plate-forme en production depuis longtemps. L'exploitant d'une nouvelle installation de production doit savoir si son équipement anti-pollution fonctionne bien; il doit également savoir où et quand l'équipement n'a pas le rendement voulu. Il ne peut obtenir ce genre d'information qu'en procédant fréquemment à des échantillonnages et à des analyses. L'organisme de réglementation doit aussi connaître le niveau de dépollution assuré par l'équipement anti-pollution, ce qui exige des consultations et des échanges de données fréquents. Lorsque le programme commence à indiquer que le rendement de l'équipement est stable, la fréquence des échantillonnages et des comptes rendus peut être modifiée en fonction des besoins de l'organisme de réglementation et de l'exploitant. Il est en outre possible qu'au cours de la vie du champ, des variations se produisent dans les caractéristiques des affluents. On doit être particulièrement vigilant lorsque de telles variations risquent d'entraîner des changements importants dans les caractéristiques des affluents d'une installation de traitement.

Pour être vraiment efficace, tout programme de surveillance du respect des normes mis en oeuvre par l'industrie devrait être examiné régulièrement par l'organisme de réglementation. Cet examen devrait comporter une analyse des dossiers de l'exploitant

ainsi qu'un échantillonnage et une analyse détaillés des effluents par l'organisme de réglementation, ce qui permettra à ce dernier de faire des comparaisons avec les dossiers de l'exploitant.

18.3 Recommandations

On recommande l'adoption des pratiques suivantes à titre de surveillance minimale des installations de production et d'exploration au large des côtes du Canada :

1. Eau de production : on devrait échantillonner deux fois par jour les affluents et les effluents à chaque étape du traitement pour déterminer les débits et les concentrations :
   a) de l'huile totale; et
   b) des hydrocarbures aromatiques totaux.
2. Eau de déplacement du brut stocké : on devrait échantillonner deux fois par jour, pendant le rejet, les affluents et les effluents à chaque étape du traitement pour déterminer les débits et les concentrations :
   a) de l'huile totale; et
   b) des hydrocarbures aromatiques totaux.
3. Boues et déblais de forage : on devrait mesurer les concentrations et les débits des effluents de déblais recueillis après les tamis vibrants, les dessableurs et les désilteurs ou après le lavage afin de déterminer :
   a) le pourcentage de boue sur les déblais;
   b) la taille des particules;
   c) la teneur en huile.

   Avant un rejet en grande quantité de boue à base d'eau, on devrait déterminer la toxicité aiguë de la fraction hydrosoluble.
4. Eau de ballast : on devrait mesurer deux fois par jour, pendant le rejet, les concentrations et les débits des affluents et des effluents à chaque étape du traitement afin de déterminer les teneurs en huile totale.
5. Déchets sanitaires : on devrait mesurer une fois par jour les concentrations des effluents afin de déterminer :
   a) la taille des particules;
   b) le chlore résiduel.
6. Eaux usées de pont : on devrait mesurer une fois par jour les débits et les concentrations des affluents et des effluents afin de déterminer les teneurs en huile totale.
7. Eau de refroidissement : on devrait mesurer une fois par jour les débits et les concentrations des effluents afin de déterminer les teneurs en chlore résiduel.

8. Sable de production : on devrait mesurer chaque jour les débits et les concentrations des effluents afin de déterminer les teneurs en huile totale, s'il y a suffisamment de matière pour produire un déchet solide.

9. Déchets combustibles : on devrait prendre note du volume total produit quotidiennement et de la proportion incinérée sur place.

10. Déchets non combustibles : on devrait prendre note du volume total et de la composition générale des déchets.

11. Compte rendu et vérification : l'exploitant devrait rendre compte des résultats de la surveillance à l'organisme de réglementation au moins tous les trois mois lorsque le programme révèle que l'installation est conforme aux normes. Si les limites fixées ont été dépassées pour un rejet donné, l'organisme de réglementation pourra exiger des comptes rendus plus fréquents (p. ex., sur l'eau de production lorsque la teneur en huile dépasse la moyenne mensuelle de 40 mg/L); la vérification de la conformité à laquelle procédera l'organisme de réglementation devrait refléter le calendrier des comptes rendus.

12. Méthodes d'analyse : l'analyse des concentrations d'huile devrait être faite par spectrophotométrie à l'infrarouge. L'exploitant peut ainsi installer un équipement automatique d'échantillonnage et d'analyse et réduire le personnel nécessaire pour la surveillance. Toutes les autres analyses devraient être faites selon les méthodes de l'ASTM et/ou une méthode agréée par l'organisme de réglementation.

BIBLIOGRAPHIE

Arnold, K.E., "Design Concepts for Offshore Produced Water and Disposal Systems", J. Pet. Tech. (févr. 1983).

Barchard W., Environnement Canada, communication personnelle (1986).

Brown and Root Inc., Determination of Best Practicable Control Technology Currently Available to Remove Oil from Water Produced with Oil and Gas, Sheen Technical Subcommittee, Offshore Operators Committee, Houston, Texas (1984).

APGTC, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, Guidelines for the Use of Oil-Based Drilling Muds, Énergie, Mines et Ressources Canada et Affaires indiennes et du Nord Canada (nov. 1985).

Dome Petroleum, Ltd., Esso Resources Canada Ltd., et Gulf Canada Resources Inc., Environmental Impact Statement for Hydrocarbon Development in the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Region Vol. 2 - Development System, Calgary (Alberta) (1982).

E&P Forum, "Treatment of Production Water State of the Art", Technical Review No. 3, Londres (1982a).

E&P Forum, "Offshore Oil Storage and Treatment of Associated Oily Wastes", Technical Review No. 5, Londres (1982b).

Evans, T.D., et D. Milburn, Drilling Mud Usage and Discharge in Arctic Waters North of 60 for the Period 1978-1982, Division des ressources en eau, Programme des Affaires nordiques, Affaires indiennes et du Nord Canada, Yellowknife (T.N.-O.) (1985).

Federal Register, 1985, Draft General Permits for Offshore Oil and Gas Exploration, Development and Production Activities Southern California, Vol. 50, No. 163 (22 août 1986).

Garcia, J.A., "A System for Removing and Disposing of Produced Sand", J. Pet. Tech., p. 450-454 (avril 1974).

Goodman, K.S., et R.P. Troake, "Environmental Effects of Production Water Discharges", présenté au Regional Seminar on Technical Aspects of Oily Water Discharges, organisé par Oil Industry International E&P Forum, en association avec Gulf Area Companies Mutual Aid Organization, Bahrain (Texas, 1982).

Hooper, M.W., et H.N. Myrick, "Evaluation of Solid and Liquid Waste Discharge Management Techniques for Commercial Water Craft", Third Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas (1971).

IOE, Données inédites, communiquées par l'Institute of Offshore Engineering, Harriot-Watt University, Edimbourg (1985).

Jackson, G.F., E. Hume, M.J. Wade et M. Kirch, Oil Content of Produced Brine on Ten Louisiana Production Platforms, préparé par Crest Engineering Inc., pour le Municipal Environmental Research Lab., U.S. EPA, Cincinnati, Ohio (1981).

Johnston, C.S., et A.R. Halliwell, "Environmental Considerations in the Design of Ballast Water Outfalls", OTC 2446, présenté à la Eight Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas (1976).

Karr, K., Environnement Canada, communication personnelle (1986).

Lysyj, I., G. Perkins, J. Farlow et W. Lamoreaux, "Effectiveness of Offshore Produced Water Treatment", dans : Proceedings of the 1981 Oil Spill Conference, Atlanta (1981).

Lysyj, I., Chemical Composition of Produced Water at some Offshore Oil Platforms, préparé par Rockwell International pour le Municipal Environmental Research Lab., U.S. EPA, Cincinnati, Ohio (1982).

Maer, N.K., "Identification of Waste Sources", EPA Offshore Petroleum Control Project Task Report (1975).

Manning, F.S., N.D. Sylvester et G.W. Reid, "Effluent Limitations for Onshore and Offshore Oil and Gas Facilities", University of Tulsa Environmental Protection Projects Technical Report, No. 75-7 (1974).

Mellinger, P.J., J.W. Anderson et J.R. Vanderhorst, Evaluation of Environmental Impacts of Outer Continental Shelf Petroleum Development in the Pacific Northwest and Alaska, préparé par le Pacific Northwest Laboratory pour l'U.S. Dept. of Energy, Richland, Washington (1979).

Middleditch, B.C., B. Basile et E.S. Chang, "Discharge of Alkanes During Offshore Oil Production in the Buccaneer Oilfield", Bull. Environ. Contam. Toxicol., 20 (1978).

Milne, K.C., et G.D. Greene, An Evaluation of the Performance and Cost of Waste Water Treatment Technologies for Offshore Oil and Gas Production, préparé pour la Direction des programmes industriels, Environnement Canada, dans le cadre du Groupe d'experts sur les ressources et le développement énergétiques (1985).

Mobil Oil Canada Ltd., Hibernia Development Project Environmental Impact Statement, Vol. 2 et Vol. 3b (1985).

Moore, I.R., "Oil and Water Separation-Oil Terminal, Flotta", p. 107-118, dans : Oily Water Discharges, Regulatory, Technical and Scientific Consideration, C.S. Johnston et R.J. Morris (réd.). Applied Science Publishers, Londres (1980).

Mors, T.A., R.G. Rolan et S.E. Roth, Interim Final Assessment of Environmental Fate and Effects of Discharges from Offshore Oil and Gas Operations, préparé par Dalton, Dalton et Newport pour l'U.S. EPA, Washington, D.C. (1982).

Myers, L.H., B.L. DePrater, T.E. Short et B.B. Shunatona, Offshore Crude Oil Wastewater Characterization Study, préparé par R.S. Kerr Environmental Research Laboratory pour le National Environmental Research Center, U.S. EPA, Corvallis, Oregon (1975).

Oil Week, "1986 Guide to Drilling Fluids", Supplément au numéro du 2 décembre 1985 (1985).

OMI, Règles relatives à la prévention de la pollution par les hydrocarbures, Londres (1986)

Ransom, J., Mobil Oil Canada Ltd., communication personnelle (1985).

Schreiner, O., "Discharge of Oil Bearing Wastewater from the Production of Petroleum on the Norwegian Continental Shelf", dans : C.S. Johnston et J.R. Morris (réd.). Ibid., p. 137-154 (1980).

Shell Oil Company, "Petroleum Extraction Industry Comments Regarding Southern California Draft General NPDES Permit", 46 Fed. Reg. 45672 (16 octobre 1981).

Thomas, D.J., D.G. Greene, W.S. Duval, K.C. Milne et M.S. Hutcheson, Offshore Oil and Gas Production Waste Characteristics, Treatment Methods, Biological Effects and Their Application to Canadian Regions, préparé pour le Service de la protection de l'environnement, Direction générale de la lutte contre la pollution des eaux, Environnement Canada, dans le cadre du Groupe d'experts sur la recherche et le développement énergétiques.

Train, R.E., A.W. Breidenbach, E.C. Beck, R.B. Schuffer et M. Walper, Development Document for Interim Effluent Limitation Guidelines and Proposed New Source Performance Standards for Oil and Gas Extraction Point Source Category, U.S. EPA, Washington, D.C. (1976).

UKOOA, Dept. of Energy, Dept. of Agriculture and Fisheries, Scotland, Ministry of Agriculture, Fisheries and Food, Environmental Effects of Oil-Based Mud Cuttings, préparé par le Groupe de travail conjoint pour l'UKOOA.

U.S. EPA, Données de surveillance de la région X NPDES pour les plates-formes de production pétrolière du golfe de l'Alaska, communiquées par J. Sikorski, spécialiste de la protection de l'environnement, Seattle, Washington (1982).

U.S. EPA, "1985 Monitoring Data", communiquées par les exploitants de Cook Inlet à l'EPA des États-Unis, Région 10.

ANNEXE 1

SYSTÈME DE NOTIFICATION DES PRODUITS CHIMIQUES (1) POUR LA SÉLECTION DES PRODUITS CHIMIQUES (2) À UTILISER EN MER

ANNEXE I SYSTÈME DE NOTIFICATION DES PRODUITS CHIMIQUES (1) POUR LA SÉLECTION DES PRODUITS CHIMIQUES (2) À UTILISER EN MER

On évitera autant que possible d'utiliser des produits chimiques très toxiques pour les organismes marins, et/ou qui ont tendance à persister dans l'environnement et sont susceptibles d'y être rejetés. On évitera plus particulièrement d'utiliser des produits renfermant l'une des substances suivantes : mercure, cadmium, cyanure, composés organostanneux, composés organosphosphorés, ainsi que certains composés organohalogénés persistants comme les BPC et les chlorophénols. On évitera aussi les produits chimiques contenant de l'arsenic, du plomb, du cuivre, du zinc, du béryllium, du nickel, du vanadium ou du chrome, si leur utilisation (isolément ou en combinaison) risque d'entraîner des rejets à des concentrations supérieures à 100 mg/L.

Là où des produits chimiques contenant ces éléments sont utilisés et risquent d'être rejetés dans l'environnement, les renseignements suivants devraient être fournis à l'organisme de réglementation* :

a. données sur l'échelle approximative d'utilisation du produit chimique et le rythme des rejets prévus;

b. aperçu des propriétés physiques du produit;

c. aperçu de la composition chimique du produit;

d. toxicité aiguë du produit pour les espèces marines, selon les indications fournies à l'exploitant.

Après avoir reçu les renseignements demandés, l'organisme de réglementation classe le produit dans une catégorie. Chaque catégorie est fondée sur la toxicité des produits, indiquée par leur CL_{50} de 96 h, et tient compte de la composition et de l'utilisation des produits.

Les catégories indiquent la quantité du produit pouvant être utilisée sans entraîner d'effets graves pour l'environnement, compte tenu de la toxicité, de la composition et des modalités probables d'utilisation du produit. Elles indiquent donc les quantités que l'on pourra utiliser avant de devoir informer l'organisme de réglementation.

---

* On trouvera ci-joint un modèle de formulaire basé sur le système utilisé au Royaume-Uni pour la présentation de ces renseignements. Dans ce contexte, les produits chimiques comprennent toutes les substances fournies sous forme de liquide, de granulés ou de poudre.

Catégorie 1 - Notification de tous les rejets.

Catégorie 2 - Notification des rejets de plus de 1 t par installation et par an.

Catégorie 3 - Notification des rejets de plus de 10 t par installation et par an.

Catégorie 4 - Notification des rejets de plus de 100 t par installation et par an.

Catégorie 5 - Notification des rejets de plus de 1000 t par installation et par an.

Catégorie 6 - Aucune notification obligatoire, quelle que soit la quantité rejetée.

Cette procédure ne couvre pas les substances dont le rejet :

1. peut être interdit en vertu de la réglementation existante (p. ex., pétrole brut, mazout, y compris toute forme de carburant diesel, déchets pétroliers et produits raffinés), ou
2. devrait avoir peu d'effets sur l'environnement, à l'échelle de rejet prévue :

   a) ciment, sable, gravier;

   b) argile, bentonite, barytine, carbonate de calcium et autres matières solides pratiquement inertes;

   c) dispersants inorganiques à base de phosphate;

   d) amidon et composés cellulosiques ne contenant aucun biocide; et

   e) acides et alcalis inorganiques utilisés dans la composition des boues, principalement pour la modification du pH.

Les fabricants ou fournisseurs devraient communiquer à l'organisme de réglementation les renseignements requis au sujet de leurs produits, au moyen du formulaire ci-joint (même si les données de toxicité ne sont pas disponibles). Une liste des produits chimiques pour lesquels l'organisme de réglementation aura reçu une notification complète ou partielle sera envoyée régulièrement aux exploitants.

Il faudra peut-être, dans certaines circonstances, rejeter des produits chimiques à une échelle pouvant entraîner des effets nocifs sur l'environnement (p. ex., si les rejets dépassent la limite fixée pour la catégorie). Lorsqu'une telle possibilité est envisagée, l'exploitant devrait consulter au préalable l'organisme de réglementation. Sur la base de ces consultations, les autorités pourront donner des avis sur le rejet envisagé ou sur le mode d'élimination du produit chimique usé, et/ou insister pour que des produits de remplacement soient utilisés dans un délai convenu.

Le système est administré par l'organisme de réglementation, mais il suppose des consultations avec d'autres ministères, en particulier Environnement Canada et Pêches et Océans Canada.

MODÈLE - FORMULAIRE A

SYSTÈME DE NOTIFICATION : PRODUITS CHIMIQUES DEVANT ÊTRE UTILISÉS DANS LES OPÉRATIONS PÉTROLIÈRES EXTRACÔTIÈRES

Pour déterminer si l'utilisation d'un produit est généralement acceptable, il faut obtenir des précisions sur la composition du produit ainsi que des données sur sa toxicité pour les organismes marins. Les renseignements suivants devront être fournis :

PRODUIT

1. Nom du produit :.....
2. Nature du produit :.....

UTILISATION

3. Mode d'utilisation :.....
   .....
4. Échelle probable d'utilisation :.....
   (i) t/an :.....
   (ii) kg/d :.....
5. Échelle probable des rejets contenant le produit :.....
   (i) fréquence :.....
   (ii) volume :.....
   (iii) durée :.....
6. Volume des rejets du produit (kg/d ou kg/rejet) :.....

PROPRIÉTÉS PHYSIQUES

7. Prière d'indiquer s'il s'agit d'un liquide :..... d'un solide :.....
   d'un mélange :.....
   a) Densité relative (liquide :.....) (solide :.....)
   b) Matières solides en suspension (mg/L) :.....
   c) Matières solides dissoutes (mg/L) :.....
   d) Si le produit est à l'état liquide, indiquer s'il est miscible :.....
      ou non miscible :..... avec l'eau de mer.
   e) Solubilité dans l'eau de mer (mg/L) :.....

NATURE ET COMPOSITION DU PRODUIT CHIMIQUE

8. (i) Certaines des substances suivantes entrent-elles dans la COMPOSITION du produit (Oui/Non)?

Mercure :.....Cadmium :.....Cyanure :.....

Composés organostanneux :.....Composés organophosphorés :.....

Composés organohalogénés persistants :.....

(p. ex., BPC et chlorophénols)

(ii) Si la réponse à l'une de ces questions est OUI, indiquer la formule chimique du produit et les unités de concentration, et préciser si l'analyse est : a) fondée sur le poids sec ou le poids humide; b) établie sur une base volume/volume, masse/masse ou masse/volume).

.....

.....

.....

9. (i) Le produit contient-il MOINS DE 100 ppm de CHACUN des éléments suivants : mercure, cadmium, arsenic, cuivre, zinc, béryllium, chrome, nickel, vanadium (Oui/Non)?.....

(ii) Si la réponse est NON pour l'un de ces éléments et si l'utilisation par point d'utilisation risque de dépasser 1000 t/an (voir 4), indiquer les concentrations lorsqu'elles dépassent 100 ppm.

.....

.....

.....

.....

10. Indiquer la composition complète et précise du produit, y compris les solvants <<actifs>> ou <<inertes>>, les additifs et leurs proportions. (Prière d'utiliser les formules ou les appellations chimiques officielles pour tous les ingrédients.)

.....

.....

.....

.....

.....

.....

DONNÉES SUR LA TOXICITÉ POUR LES ESPÈCES MARINES

11. Remarque.- Si un essai effectué sur un seul type d'organisme donne un CL_{50} de 96 h supérieure à 1000 ppm, il n'est pas nécessaire de faire un essai sur un second type d'organisme; si la CL_{50} de 96 h est inférieure à 10 ppm, des essais sur deux types d'organismes sont requis dans tous les cas. Entre 10 et 1000 ppm, des renseignements supplémentaires pourront être exigés.

CL_{50} de 96 h pour un poisson de mer (préciser l'espèce et indiquer s'il s'agit d'oeufs, de larves, de juvéniles ou d'adultes) .....

CL_{50} de 96 h pour un crustacé de mer (préciser l'espèce et indiquer s'il s'agit d'oeufs, de larves, de juvéniles ou d'adultes) .....

a) Méthode utilisée (essai en solution non renouvelée avec remplacement des toxines, essai avec agitation continue ou essai à renouvellement continu). .....

b) Quand et par qui ces essais ont-ils été effectués? .....

c) Un rapport d'essai est-il disponible? .....

12. La substance se dégrade-t-elle d'une manière appréciable en moins de 96 h dans l'environnement marin (Oui/Non)?.....

Si OUI (i) Quelle est sa demi-vie (h/d)?.....

(ii) Quelle est la CL_{50} de 24 h pour l'espèce soumise aux essais ci-dessus?.....

Quelle est la CL_{50} de 48 h pour l'espèce soumise aux essais ci-dessus?.....

13. Des renseignements sont-ils disponibles sur les principaux produits de décomposition ou sur la façon dont le produit se décompose sur une période supérieure à 96 h?

14. Nom et signature du représentant du fabricant, du fournisseur ou de l'usager, chargé de la certification :

Date :

SYSTÈME DE NOTIFICATION POUR LA SÉLECTION DE PRODUITS CHIMIQUES À UTILISER EN MER

LISTE DES PRODUITS CHIMIQUES AYANT FAIT L'OBJET D'UNE NOTIFICATION

Remarque.- La présence d'un produit sur cette liste ne suppose aucunement que l'organisme de réglementation ou tout autre organisme gouvernemental recommande ce produit pour sa fonction primaire.

Produit	Observations
Fournisseur ou fabricant	

ANNEXE 2
PROTOCOLE POUR LES TESTS DE TOXICITÉ

MÉTHODE DE DÉTERMINATION DE LA TOXICITÉ AIGUË DE LA FRACTION HYDROSOLUBLE DE L'HUILE MINÉRALE POUR LA TRUITE ARC-EN-CIEL

Juin 1985
Service de la protection de l'environnement
Environnement Canada, région de l'Atlantique
45, Alderney Drive
Dartmouth (Nouvelle-Écosse)
B2Y 2N6

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION

2. OBJET

3. PRÉPARATION DE LA FRACTION HYDROSOLUBLE

4. MÉTHODE GÉNÉRALE APPLICABLE AUX ESSAIS BIOLOGIQUES SUR LES POISSONS

4.1 Mode opératoire

5. NOTES EXPLICATIVES

5.1 Acclimatation des poissons
5.2 Cuves servant aux essais et cuves témoins
5.3 Début des essais biologiques
5.4 Observations quotidiennes
5.5 Fiches des essais biologiques

6. REMERCIEMENTS

7. BIBLIOGRAPHIE

1. INTRODUCTION

Les boues de forage à base d'huile sont des boues dans lesquelles l'huile sert de liquide porteur à tous les autres éléments actifs et dans lesquelles l'eau ou la saumure peut être émulsionnée dans l'huile. Règle générale, ces boues ne sont pas rejetées en mer. On utilise le matériel habituel pour enlever les déblais, qui sont ensuite rejetés. Le reste de la boue à base d'huile est réutilisé ou stocké avant d'être éliminé à terre dans une installation appropriée. Le carburant diesel a été jusqu'ici l'huile la plus utilisée pour ces boues, surtout en mer du Nord, mais on commence à utiliser là-bas des huiles minérales à plus faible teneur en aromatiques, et on envisage de le faire aussi au Canada et aux États-Unis. On pense que les boues de forage à base d'huile minérale seront moins toxiques pour les organismes aquatiques que celles à base de carburant diesel, car elles auront une plus faible teneur en hydrocarbures aromatiques.

Les boues de forage à base d'huile comportent plusieurs avantages sur les boues à base d'eau. Les temps de forage globaux sont réduits grâce aux qualités lubrifiantes accrues des boues. Le coût de la circulation des boues est généralement réduit, car la stabilité élevée des boues à base d'huile permet leur réutilisation pendant de plus longues périodes, sans qu'il soit nécessaire de les améliorer chaque jour (APGTC, 1984a).

Devant l'intérêt accru face à l'utilisation de boue à base d'huile pour les activités de forage au large des côtes du Canada, l'APGTC a élaboré des directives provisoires à ce sujet. En 1983, l'utilisation à titre expérimental de boue à base d'huile pour le forage du puits Alma F-67 de Shell, PCI, etc. sur le plateau continental Scotian, a été approuvée. C'est sur la base des données de ce forage expérimental et d'un atelier sur les boues à base d'huile, qui réunissait des représentants de l'industrie et du gouvernement à Ottawa en mai 1984 (APGTC, 1984b), que les aspects plus techniques des directives provisoires ont été élaborés.

Parallèlement, un groupe de travail intergouvernemental a été créé et chargé d'élaborer des directives officielles sur la protection de l'environnement lors de l'utilisation des boues de forage à base d'huile au large des côtes du Canada. Dans le cadre de cet exercice, le Service de la protection de l'environnement (SPE) a été chargé d'élaborer un protocole d'essai biologique pour le dépistage de la toxicité aiguë des huiles de base.

2. OBJET

Le présent protocole de test de toxicité sert au dépistage de la toxicité de toutes les huiles de base avant qu'elles ne soient utilisées dans les forages extracôtiers et à l'identification des produits manifestement plus toxiques pour les poissons que d'autres produits déjà disponibles. Il ne doit pas être utilisé pour la détermination des effets toxiques à long terme ou sublétaux de ces huiles sur les organismes marins. Il s'agit ici d'un test de dépistage de la toxicité pour une seule espèce, et il constitue la première étape pratique d'une évaluation de la toxicité des matières potentiellement dangereuses. Pour évaluer les impacts environnementaux possibles de l'utilisation de boue à base d'huile dans les forages extracôtiers, il pourrait être nécessaire d'avoir recours à des méthodes plus complexes de surveillance à long terme des organismes fréquentant les zones d'exploration marine.

3. PRÉPARATION DE LA FRACTION HYDROSOLUBLE

Les essais biologiques portent sur la fraction hydrosoluble de l'huile minérale. La méthode de préparation des solutions d'essai est décrite dans Anderson et collab. (1974). Pour préparer la fraction hydrosoluble de chaque boue, on verse une partie d'huile

minérale dans neuf parties d'eau douce dans un bocal en verre de 22,5 L (5 gallons), placé sur un agitateur magnétique à vitesse variable. Le contenu du bocal est agité lentement de façon que le tourbillon s'étende sur environ 25 % de la distance entre la surface et le fond du bocal. La solution est agitée pendant 20 h, à la température ambiante (environ 20 °C). Pendant l'agitation, on couvre le bocal de papier d'aluminium pour réduire au minimum l'évaporation et la perte des hydrocarbures les plus volatils de l'huile. Au bout de 20 h, on arrête l'agitation et on laisse les phases huileuse et aqueuse se décanter pendant 4 h. On siphonne ensuite la phase aqueuse en prenant soin de ne pas entraîner d'huile de la surface avec l'eau. On obtient ainsi la solution d'essai de la fraction hydrosoluble à 100 % et les essais biologiques sur cette solution doivent être entrepris dans les quatre heures qui suivent.

4. MÉTHODE GÉNÉRALE APPLICABLE AUX ESSAIS BIOLOGIQUES SUR LES POISSONS

La méthode générale applicable aux essais biologiques sur les poissons est fondée sur la Méthode normalisée de contrôle de la toxicité aigue des effluents (SPE, 1980). On y a apporté quelques modifications pour répondre aux besoins précis des essais sur les huiles. Les essais effectués à l'aide de cette méthode modifiée devraient donner des résultats constants et comparables. Les autres ouvrages consultés lors de la mise au point de la méthode d'essai sont mentionnés dans la bibliographie du présent document. La section qui suit donne des précisions sur les conditions de laboratoire à observer pour les essais biologiques sur les poissons. On trouvera ensuite des notes explicatives destinées à éclaircir certains aspects des conditions d'essai.

4.1 Mode opératoire

4.1.1 Le but des essais biologiques en solution non renouvelée est de déterminer si la fraction hydrosoluble de l'huile de base est létale pour la truite arc-en-ciel.

4.1.2 On utilisera de l'eau douce de qualité acceptable pour les essais.

4.1.3 Les contenants utilisés pour les essais doivent être faits d'un matériau non toxique résistant à la corrosion (p. ex., verre, porcelaine, fibre de verre, acier inoxydable, polythène, acrylique, polypropylène ou polyester armé).

4.1.4 L'espèce utilisée pour les essais sera la truite arc-en-ciel (*Salmo gairdneri* Richardson).

4.1.5 Seuls des stocks de poissons sains et bien acclimatés (voir la section 5) serviront aux essais; chaque poisson ne sera utilisé qu'une seule fois.

4.1.6 Chaque poisson se sera nourri activement depuis au moins deux semaines et pèsera entre 0,5 et 5,0 g. Dans un même essai, la longueur du plus gros poisson ne dépassera pas deux fois celle du plus petit.

4.1.7 Au moins dix poissons seront exposés à la solution d'essai. Une contre-épreuve dans laquelle au moins dix poissons seront exposés pendant la même période à la solution témoin sera menée simultanément. Pour respecter les conditions ayant trait à la densité de charge, on peut effectuer les essais en deux ou trois fois et réunir les résultats.

4.1.8 L'essai est rendu invalide si la mortalité des poissons dans la solution témoin dépasse 10 %.

4.1.9 Pour chaque gramme de poisson, il faut compter au moins 2,0 L de solution d'essai ou de solution témoin par 24 h d'exposition.

4.1.10 La profondeur minimale de l'eau de tout contenant utilisé pour les essais sera d'au moins 15 cm.

4.1.11 Le test doit être mené à 15 ± 1 °C.

4.1.12 Avant et pendant les essais, la solution employée ne sera pas aérée.

4.1.13 Le pH des solutions d'essai ne sera pas modifié.

4.1.14 Aucun aliment et aucun produit chimique ne sera ajouté aux solutions, ni avant ni pendant les essais.

4.1.15 Le nombre total de poissons morts dans chacune des solutions sera noté chaque jour pendant les essais. Les poissons morts seront enlevés au moins une fois par jour. Un poisson est considéré comme mort lorsqu'il ne réagit plus à un léger stimulus mécanique et ne montre aucun mouvement operculaire.

4.1.16 La fraction hydrosoluble d'une huile minérale sera considérée comme présentant une létalité aiguë pour la truite arc-en-ciel si 50 % ou plus des poissons qui y sont exposés meurent dans un délai de 96 h.

4.1.17 Les huiles soumises aux essais biologiques devraient être conservées et transportées dans des contenants non toxiques étanches à l'air. Il est souhaitable de les conserver dans l'obscurité et de les réfrigérer à 4 °C. Les échantillons qui seront soumis aux essais sur la toxicité aiguë ne doivent pas être congelés pendant le stockage ni pendant le transport.

5. NOTES EXPLICATIVES

5.1 Acclimatation des poissons

Les poissons devraient être acclimatés aux conditions de laboratoire pendant au moins deux semaines avant les essais. On s'assurera ainsi de la santé des poissons et de leur acclimatation aux conditions de laboratoire. On devrait prendre en note la qualité de l'eau, les maladies et la mortalité des poissons pendant l'acclimatation.

5.1.1 Qualité de l'eau. L'eau utilisée pour l'acclimatation, la dilution et la contre-épreuve peut être de l'eau douce naturelle ou de l'eau du réseau municipal déchlorée. On devrait utiliser le même type d'eau dans les trois cas. On recommande de surveiller la qualité de l'eau d'après les paramètres et la fréquence d'échantillonnage apparaissant au tableau 1.

5.1.2 Installations d'acclimatation. Les bassins et les accessoires d'acclimatation doivent être faits de matériaux non toxiques résistant à la corrosion : verre, porcelaine, fibre de verre, acier inoxydable, polythène, acrylique, polypropylène ou polyester armé, par exemple.

Le cuivre, les matériaux galvanisés, le caoutchouc naturel, le laiton et le plomb ne doivent pas entrer en contact avec l'eau d'acclimatation, l'eau de dilution ou les solutions d'essai. Les bassins d'acclimatation devraient être situés à l'écart de toute source physique de perturbation, de préférence dans un local autre que celui où se trouvent les cuves d'essai. Pendant l'acclimatation, l'eau doit être constamment renouvelée dans les bassins, à raison de 1,4 L/g de poisson par jour au moins. Pour éviter le surpeuplement, on devrait prévoir au moins 1 L d'eau pour 10 g de poisson dans le bassin d'acclimatation.

S'il l'eau du bassin d'acclimatation doit être recyclée, on devra utiliser un système de filtration approprié pour assurer une bonne qualité de l'eau. Si l'on utilise de

TABLEAU 1 PARAMÈTRES ET FRÉQUENCE D'ÉCHANTILLONNAGE RECOMMANDÉS POUR L'EAU DE DILUTION ET LA SOLUTION TÉMOIN

Paramètre	Fréquence	
	Mensuelle	Semestrielle (printemps et automne)
Azote ammoniacal total	X	
Conductivité spécifique	X	
Oxygène dissous	X	
Résidu non filtrable	X	
pH	X	
Température	X	
Carbone organique total	X	
Aluminium, arsenic, calcium, cadium, cobalt, chrome, cuivre, fer, mercure, potassium, magnésium, manganèse, sodium, nickel, plomb et zinc totaux		X
Chlore résiduel (si l'on utilise de l'eau du réseau municipal)	4X	

l'eau recyclée dans les bassins d'acclimatation, il faudrait l'utiliser également comme eau de dilution pour les essais biologiques. Avant de commencer les essais, il faudrait déterminer la teneur en ammoniaque, en nitrate et en nitrite de l'eau recyclée.

5.1.3 Photopériode. Pour l'acclimatation et les essais, la photopériode devrait consister en une succession continue de 14 h de lumière et 10 h d'obscurité. On recommande d'allumer et d'éteindre progressivement sur une période d'au moins 15 min. L'intensité lumineuse à la surface des bassins devrait être de 20 à 30 lux.

5.1.4 Aération de l'eau des bassins d'acclimatation. Une aération supplémentaire par de l'air comprimé filtré et exempt d'huile devrait être fournie au besoin pour que la saturation en oxygène dissous soit maintenue à plus de 80 %.

5.1.5 Nettoyage des bassins d'acclimatation. Les bassins devraient être toujours propres. Il existe des modèles partiellement autonettoyants, mais il est généralement nécessaire de siphonner périodiquement les sédiments déposés. Il faudrait aussi désinfecter les bassins avant l'introduction de nouveaux lots de poissons afin de réduire les risques d'apparition et de propagation de maladies.

5.1.6 Température. Comme la température de l'eau où séjournent les poissons durant leur transport de l'alevinière au laboratoire peut se situer hors des limites acceptables pour l'essai (15 ± 2 °C), il peut être nécessaire de la modifier progressivement jusqu'à ce qu'elle atteigne le degré souhaité pour l'acclimatation. La modification de la température de l'eau du bassin ne devrait pas dépasser 2,0 °C par jour. Lorsque la température de l'eau du bassin aura atteint 15 °C, elle devrait être maintenue à ce degré pendant les quatorze jours d'acclimatation précédant les essais.

5.1.7 Alimentation des poissons. Pour nourrir les jeunes truites, on devrait employer une marque connue de nourriture pour poissons vendue dans le commerce. Les poissons devraient être nourris quotidiennement dans les bassins d'acclimatation, mais il ne faudra pas les nourrir pendant les 24 h précédant les essais biologiques ni pendant les essais.

5.1.8 Surveillance et détection des maladies. On peut se procurer dans les alevinières commerciales des truites arc-en-ciel d'élevage, certifiées exemptes de toute maladie. Pour détecter des maladies, il est indispensable de procéder à une inspection quotidienne des poissons dans les bassins d'acclimatation, et il faut pour cela savoir distinguer les poissons sains de ceux qui ne le sont pas. Les poissons qui présentent des signes de maladie et/ou des parasites ne conviennent pas aux essais de toxicité en milieu aquatique.

5.2 Cuves servant aux essais et cuves témoins

Les cuves servant aux essais doivent être faites de l'un des matériaux non toxiques mentionnés à la section 5.1.2. De plus, il est vivement conseillé de garnir chaque cuve d'une doublure de polythène jetable, car il est difficile d'enlever les résidus d'huile sur les parois des cuves.

Les cuves servant aux essais, les doublures et le matériel utilisé pour la préparation des solutions devraient être nettoyés à fond et rincés avec de l'eau de dilution, selon de bonnes pratiques de laboratoire.

5.3 Début des essais biologiques

Chaque essai biologique comprendra une épreuve avec la solution de la fraction hydrosoluble à 100 % et une contre-épreuve. Étant donné que l'on emploie généralement plusieurs contenants pour préparer la fraction hydrosoluble, on devrait mélanger les différentes solutions de cette fraction de façon à obtenir un échantillon homogène.

Pour respecter les critères de 2 $L/g \cdot d^{-1}$ et de dix poissons exposés à la fraction hydrosoluble et à la solution témoin, il peut être nécessaire de mener les essais dans deux cuves renfermant chacune cinq poissons.

La température, le taux d'oxygène dissous et le pH de chacune des cuves d'essai seront notés. Pour répartir les poissons au hasard dans les cuves d'essai, on devrait avoir recours à un système de répartition aléatoire (dés, cartes numérotées ou tables de hasard).

5.4 Observations quotidiennes

La température, le taux d'oxygène dissous et le pH doivent être mesurés et notés chaque jour. Chaque jour également, il faut consigner les observations sur la mortalité, enlever les poissons morts, les peser et les mesurer.

5.5 Fiches des essais biologiques

Les données mentionnées au tableau 2 devraient être consignées sur les fiches des essais biologiques.

TABLEAU 2 DONNÉES À CONSIGNER SUR LES FICHES DES ESSAIS BIOLOGIQUES

A. Données sur le laboratoire

- Nom du laboratoire
- Personnel chargé des essais

B. Données sur les échantillons

- Provenance de l'échantillon
- Description de l'échantillon
- Date et heure du prélèvement
- Données sur l'entreposage/l'expédition
- Date et heure de réception au laboratoire

C. Données sur l'eau utilisée pour la contre-épreuve/la dilution

- Type d'eau
- Provenance de l'eau (date et heure du prélèvement s'il ne s'agit pas d'eau du robinet)
- Valeurs des paramètres figurant au tableau 1

D. Données sur les organismes soumis aux épreuves

- Espèce
- Lieu et date de l'acquisition
- Traitements
- Données sur l'acclimatation
- Type de nourriture et quantité fournie
- Horaire d'alimentation
- Longueur moyenne et poids moyen, avec les intervalles
- Température d'acclimatation
- Photopériode

E. Données sur les essais

- Type d'essai effectué
- Durée de l'exposition
- Dates d'exposition
- Photopériode
- Température
- Profondeur de la cuve
- Volume et description de la cuve utilisée
- Nombre d'organismes soumis à l'épreuve, par cuve
- Taux de chargement/jour
- Concentrations déterminées

F. Données sur les observations

- Effets, mortalité/concentration de la solution/heure de l'observation
- pH, oxygène dissous, température/concentration de la solution/heure de l'observation

G. Données sur les résultats des essais

- Nombre de poissons morts dans la fraction hydrosoluble et dans la solution témoin
- Indication <<approuvée>> ou <<rejeté>> (voir 4.1.16)

H. Autres données utiles

6. REMERCIEMENTS

Ce mode opératoire a été préparé par W.R. Parker, SPE, région de l'Atlantique. Nous remercions Wayne Barchard, Ken Doe, Rainer Englehardt, Art Beckett et Ron Watts pour leurs conseils, leurs commentaires et leurs critiques au cours de l'élaboration du protocole d'essai.

7. BIBLIOGRAPHIE

Anderson, J.W., J.M. Neff, B.A. Cox, H.E. Tutem et G.M. Hightower. 1974. Characteristics of dispersions and water-soluble extracts of crude and refined oil and their toxicity to estuarine crustaceans and fish. Marine Biology 27:75-88.

APGTC. 1984a. Toxicity testing of drilling fluid additives used in the Canadian offshore. Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Direction de la protection de l'environnement. Rapport technique nº 1, 59 p.

APGTC. 1984b. Oil-based mud workshop, mai 1984. Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Direction de la protection de l'environnement. Rapport technique nº 2, 125 p.

APHA, AWWA, WPCF. 1980. Standard methods for the examination of water and wastewater. American Public Health Association, American Water Works Association, Water Pollution Control Federation. Washington, D.C., 1134 p.

Colombie-Britannique. 1982. Provincial guidelines and laboratory procedures for measuring acute lethal toxicity of liquid effluents to fish. Ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, Victoria (C.-B.), 18 p.

SPE. 1980. Méthode normalisée de contrôle de la toxicité aiguë des effluents. Service de la protection de l'environnement. Environnement Canada. Règlements, codes et méthodes d'analyse. Rapport SPE 1-WP-80-1, 11 p.

SPE. 1984. Lignes directrices concernant l'homologation des dispersants et leur utilisation pour traiter les nappes de pétrole, 2e éd. Service de la protection de l'environnement. Environnement Canada. Règlements, codes et méthodes d'analyse. Rapport SPE 1-EP-84-1, 31 p.

Sprague, J.B. 1973. The ABCs' of pollutant bioassay using fish. p. 6-30. Dans : Biological Methods for Measurement of Water Quality, ASTM STP 528, American Society for Testing and Materials. Philadelphia, PA.

Stephan, C.E. 1977. Methods for calculating an LC50. Dans : Aquatic Toxicology and Hazard Evaluation. ASTM STP 634, F.L. Mayer et J.L. Hamelink (réd.), American Society for Testing and Materials: 65-84.

Wong, B. 1982. Fish bioassay procedures for waste drilling fluids. Technical Report 3.2. Dans : Report on Offshore Oil and Gaz Drilling Fluid Disposal in the Canadian North. Arctic Petroleum Operators Association. Affaires indiennes et du Nord Canada, Environnement Canada, Pêches et Océans Canada. Calgary (Alberta).

ANNEXE 3
ANALYSE DES HUILES
(INFRAROUGE/GRAVIMÉTRIE/DISTILLATION À LA CORNUE)

Les méthodes de dosage des huiles et des graisses mentionnées ci-dessous sont décrites dans les pages qui suivent :

APHA 503 A	Séparation - méthode gravimétrique
APHA 503 B	Séparation - méthode à l'infrarouge (provisoire)
APHA 503 C	Méthode de l'extracteur de Soxhlet
APHA 503 D	Méthode d'extraction pour échantillons de boue
APHA 503 E	Hydrocarbures

Distillation à la cornue

1. Méthode de la bouteille de Babcock (Manuel de laboratoire du SPE, région de l'Atlantique)

HUILES ET GRAISSES

MÉTHODE DE LA BOUTEILLE DE BABCOCK

1. **Principe.** À l'heure actuelle, on évalue les graisses dans les eaux usées d'après leurs effets sur les eaux réceptrices, sur le fonctionnement des installations d'épuration et sur le milieu terrestre plutôt que d'après leur composition chimique. On peut dire des graisses qu'elles renferment des matières grasses, des huiles et des cires. Les lipides ont été définis comme étant insolubles dans l'eau mais solubles dans un ou plusieurs solvants organiques tels que l'éther, le chloroforme, le benzène et l'acétone. Ce sont des esters réels ou potentiels des acides gras, et ils sont utilisables par les organismes. Comme les graisses peuvent être définies de manière analogue, les deux termes, graisses et lipides, peuvent être employés comme des synonymes. Dans la méthode décrite ici, on verse un échantillon dans une bouteille de Babcock, on y ajoute de l'acide sulfurique concentré, et on fait chauffer la bouteille pendant un certain temps dans un bain-marie. On la centrifuge, puis on la fait chauffer à nouveau au bain-marie. La lecture du pourcentage d'huile se fait directement sur la partie graduée du col de la bouteille.

2. **Champ d'application.** Cette méthode peut être appliquée aux eaux naturelles et aux eaux usées dont la teneur en huile se situe entre 0,01 % et 0,5 % (il sera peut-être nécessaire d'effectuer une dilution pour amener la solution dans cet intervalle).

3. **Facteurs limitants.** Aucun facteur limitant d'importance.

4. **Réactifs.** Acide sulfurique, qualité réactif.

5. **Mode opératoire.** Pipeter un échantillon de 17,6 mL dans une bouteille de Babcock. Refroidir un peu et ajouter 25 mL d'acide sulfurique concentré. **ATTENTION!** Placer la bouteille dans un bain-marie à 80-90 °C pendant 3 min. Ne pas heurter ni secouer, car la bouteille pourrait exploser. Centrifuger à 1000 tpm pendant 3 min. Chauffer de nouveau au bain-marie pendant 2 min. Ajouter de l'eau dans la bouteille pour faire monter l'huile dans la partie graduée du col. Centrifuger de nouveau et lire le pourcentage d'huile directement sur le col de la bouteille.

6. **Calculs.** La teneur en huile peut être lue directement sur la partie graduée du col de la bouteille.

7. **Entreposage et conservation.** Placer 100 mL d'échantillon dans une bouteille en verre propre, puis acidifier avec 0,5 mL de H_2SO_4. Garder au froid.

8. **Précision et exactitude.** D'après les données provenant d'un seul laboratoire (SPE, région de l'Atlantique), la précision était de 12,5 % pour un échantillon dont la valeur moyenne était de 0,272 %. L'exactitude était de 0,5 % pour un étalon à 0,02 %.

2. Méthode de l'extracteur de Soxhlet - Gravimétrie (Manuel de laboratoire du SPE)

HUILES ET GRAISSES

EXTRACTEUR DE SOXHLET - GRAVIMÉTRIE

1. **Champ d'application.** Cette méthode sert à déterminer quantitativement les groupes de substances possédant des caractéristiques physiques similaires, d'après leur solubilité commune dans un solvant donné. Le terme <<huiles et graisses>> inclut donc des composés tels que les hydrocarbures, acides gras, savons, matières grasses, cires, pétrole et toute autre matière pouvant être extraite par le solvant, à partir d'un échantillon acidifié, et ne se volatilisant pas lorsqu'on enlève le solvant. On peut donc dire que les <<huiles et graisses>> sont définies par la méthode employée pour les extraire (composés extractibles au n-hexane, au fréon, etc.).

Cette méthode peut généralement être appliquée aux lipides biologiques et aux hydrocarbures minéraux présents dans les eaux naturelles ou les eaux usées domestiques. Par contre, elle peut donner des résultats peu précis dans le cas des déchets industriels, car ceux-ci contiennent des graisses naturelles ou des composés synthétiques que la méthode normalisée ne permet pas de recueillir. L'intervalle de concentration part de 5 mg/L.

2. **Échantillon.** Prélever un échantillon de 800 mL et un échantillon témoin dans des bouteilles de verre. Les bouteilles ne devraient pas être remplies entièrement. Ajouter 2 mL d'acide sulfurique comme agent de conservation.

3. **Principe.** Les composés solubles dans le solvant sont extraits dans un appareil de Soxhlet, et l'on peut ainsi tirer parti du coefficient de séparation de ces composés. En milieu acide, les acides gras présents prennent leur forme acide et sont également extraits. En elle-même, cette méthode est très générale. Elle <<dépend du technicien>> jusqu'à un certain point et les facteurs limitants sont nombreux.

4. **Facteurs limitants.**
   1. Cette méthode est extrêmement empirique et l'on ne peut reproduire les résultats qu'en portant une très grande attention à tous les détails[1].
   2. Par définition, toute substance soluble dans le solvant choisi entrera dans la catégorie <<huiles et graisses>>. Cela pourrait comprendre des colorants organiques, d'autres composés organiques et le soufre.
   3. Il faut aussi noter que différentes graisses présenteront des solubilités différentes dans le solvant; le temps d'extraction joue donc un rôle très important dans le dosage d'un constituant donné.
   4. Les substances volatiles qui se volatilisent à 103 °C ou moins seront perdues.
   5. Il se produira une augmentation de masse pour les composés qui s'oxydent au séchage.

5. **Précision et exactitude.** D'après Standard Methods[1], la méthode de Soxhlet donne une récupération de 88 % avec un écart type de ± 1,1 mg pour le mazout n° 2.

6. **Appareillage.**
   1. Appareil de filtrage (papier filtre Whatman n° 40 de 9 cm de diamètre, ou l'équivalent).

2. Extracteur de Soxhlet.

7. Réactifs.

1. Acide sulfurique concentré, qualité réactif.
2. n-Hexane, éther de pétrole ou fréon. On utilisera ici l'éther de pétrole.
3. Suspension d'adjuvant de filtrage : silice à diatomées. 10 g de célite 503 en suspension dans 1 L d'eau désionisée.

8. Mode opératoire.

1. Acidifier l'échantillon avec 2 mL de H_2SO_4 par litre (pH 1).
2. Préparer l'appareil de filtrage en plaçant deux papiers filtres Whatman n° 40 de 9 cm de diamètre dans un cône de Buchner. Faire passer à travers le filtre, par succion, 100 mL d'eau contenant la suspension d'adjuvant de filtrage préalablement agitée. Rincer ensuite avec 1 L d'eau désionisée. Aspirer jusqu'à ce que le dépôt soit assez sec. Préparer aussi un échantillon témoin (voir Remarque).
3. Marquer sur la bouteille le niveau de l'échantillon. Après avoir utilisé cet échantillon, ajouter de l'eau jusqu'à cette marque pour mesurer le volume de l'échantillon.
4. Filtrer tout l'échantillon, par succion, à travers le filtre préparé.
5. Plier le papier filtre, avec le dépôt et le résidu, de façon que rien ne puisse s'échapper, et placer le tout dans la cartouche d'extraction de l'appareil de Soxhlet.
6. Essuyer l'intérieur de la bouteille d'échantillon, du couvercle et du cône de filtration avec un papier filtre imbibé d'éther de pétrole. Placer ce papier filtre dans la cartouche d'extraction et introduire celle-ci dans l'extracteur de Soxhlet.
7. Peser un ballon approprié (125 mL) que l'on aura fait sécher à 103 °C pendant 1 h. Ajouter dans ce ballon 70 mL d'éther de pétrole, puis assembler l'extracteur de Soxhlet.
8. L'élément chauffant devrait être réglé de façon que le taux d'extraction soit d'environ 20 cycles/h pendant 4 h.
9. Avec beaucoup de soin, faire évaporer l'éther de pétrole du ballon; chauffer ensuite à 103 °C pendant 10 min pour éliminer l'eau résiduelle.
10. Refroidir le ballon dans un dessicateur et peser.

9. Remarque. Traiter en même temps et de la même façon les échantillons et les témoins, pour que la comparaison soit valable.

10. Calculs.

$$\frac{(A - B) \times 10^6}{V} = \text{graisse totale (mg/L)}$$

où :

A = masse de l'échantillon après extraction (g)
B = masse du témoin après extraction (g)
V = volume de l'échantillon (mL)

Référence

1. APHA, AWWA, WPCF, Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 14e éd., p. 513 (1975).

503. HUILES ET GRAISSES

En dosant les huiles et les graisses, on ne mesure pas une quantité absolue d'une substance donnée. On dose plutôt quantitativement des groupes de substances possédant des caractéristiques physiques similaires, d'après leur solubilité commune dans le trichlorotrifluoroéthane. Le terme <<huiles et graisses>> englobe toute matière recueillie comme substance soluble dans le trichlorotrifluoroéthane. Il comprend d'autres matières extraites d'un échantillon acidifié par le solvant (p. ex., les composés sulfureux, certains colorants organiques et la chlorophylle), qui ne se volatilisent pas pendant l'analyse. Il est important de bien comprendre ce facteur limitant de la méthode. Contrairement à certains constituants qui représentent des éléments chimiques, des ions, des composés ou des groupes de composés distincts, les huiles et les graisses sont définies par la méthode utilisée pour les doser.

Les méthodes présentées ici peuvent être appliquées aux lipides biologiques et aux hydrocarbures minéraux. Elles peuvent être appliquées aussi à la plupart des eaux usées industrielles et des effluents traités contenant ces composés, mais du fait de la complexité de l'échantillon, elles peuvent donner aussi bien des résultats peu précis que des résultats précis, à cause du manque de spécificité de l'analyse. Cette méthode ne peut servir à mesurer des fractions dont le point d'ébullition est bas et qui se volatilisent à des températures inférieures à 70 °C.

1. **Importance.** Certains constituants mesurés par l'analyse des huiles et des graisses peuvent agir sur le système de traitement des eaux usées. S'ils sont présents en quantité excessive, ces constituants risquent d'entraver les processus biologiques aérobies et anaérobies et de rendre le traitement des eaux usées moins efficace. Lorsqu'ils sont rejetés avec les eaux usées ou les effluents traités, ces constituants peuvent former des pellicules superficielles et des dépôts sur les berges, entraînant ainsi une dégradation du milieu.

Si l'on connaît la quantité d'huiles et de graisses présentes, on peut mieux concevoir et exploiter les systèmes de traitement des eaux usées. On peut aussi reconnaître plus facilement les problèmes que pose le traitement.

2. **Choix de la méthode.** Pour les échantillons liquides, trois méthodes sont présentées : A) la méthode de séparation par gravimétrie; B) la méthode de séparation à l'infrarouge; et C) la méthode de l'extracteur de Soxhlet. La méthode B est destinée aux échantillons susceptibles de contenir des hydrocarbures volatils et qui se perdraient, dans la méthode gravimétrique, à l'étape où le solvant est enlevé. La méthode C est la méthode de choix lorsqu'on est en présence de fractions relativement lourdes et polaires de pétrole, ou lorsque les taux de graisses non volatiles risquent d'influer sur la limite de solubilité du solvant. Pour de faibles teneurs en huiles et en graisses (< 10 mg/L), il est préférable d'utiliser la méthode B, car les méthodes gravimétriques n'atteignent pas la précision voulue.

La méthode D, une variante de la méthode de Soxhlet, peut être appliquée aux boues et aux matières similaires. La méthode E peut être utilisée conjointement avec les méthodes A, B, C ou D pour le dosage des hydrocarbures, lequel peut être effectué en même temps que le dosage des huiles et des graisses ou au lieu de celui-ci. La séparation des huiles et des graisses totales des hydrocarbures fait appel à la polarité.

3. **Échantillonnage et entreposage.** Prélever un échantillon représentatif dans une bouteille en verre à large col, que l'on aura rincée au préalable avec le solvant pour enlever toute pellicule de détergent, puis acidifier dans la bouteille d'échantillonnage. Prélever un autre échantillon pour le dosage des huiles et des graisses et ne pas subdiviser

au laboratoire. Lorsqu'on a besoin de données sur la concentration moyenne des graisses au cours d'une période prolongée, on devrait examiner des échantillons prélevés à des intervalles de temps prescrits pour éviter les pertes de graisses sur le matériel d'échantillonnage lors du prélèvement d'un échantillon composite.

En échantillonnant les boues, prendre toutes les précautions nécessaires pour obtenir un échantillon représentatif. Si l'analyse ne peut pas être faite immédiatement, ajouter 1 mL de HCl concentré par 80 g d'échantillon pour conserver les échantillons. Ne jamais utiliser de $CHCl_3$ à cette fin.

503 A. MÉTHODE DE SÉPARATION PAR GRAVIMÉTRIE

Aperçu général :

Principe : Les huiles et les graisses dissoutes ou émulsionnées sont extraites de l'eau par contact intime avec le trichlorotrifluoroéthane. Certaines matières extractibles s'oxydent rapidement, spécialement les graisses insaturées et les acides gras. Pour limiter cet effet, des précautions spéciales ayant trait à la température et au déplacement de vapeurs de solvants sont indiquées.

Facteur limitant : Le trichlorotrifluoroéthane ne dissout pas seulement les huiles et les graisses, mais aussi d'autres substances organiques. Aucun solvant connu ne dissout que les huiles et les graisses. Lorsque le solvant est enlevé, les hydrocarbures à chaîne courte et les composés aromatiques simples se volatilisent. Ce procédé entraîne la perte de portions importantes des distillats du pétrole allant de l'essence au mazout n° 2. De plus, les résidus lourds de pétrole peuvent contenir une proportion importante de matières non extractibles par le solvant.

Appareillage :

- **Cône de séparation,** 1 L, avec robinet d'arrêt en TFE*.
- **Ballon de distillation,** 125 mL.
- **Bain-marie.**
- **Papier filtre****, 11 cm de diamètre.

Réactifs :

- **Acide chlorhydrique,** HCl, 1+1.
- **Trichlorotrifluoroéthane** (1,1,2-trichloro-1,2,2-trifluoroéthane), point d'ébullition, 47 °C. Le solvant ne doit laisser aucun résidu mesurable après évaporation; distiller si nécessaire. Ne pas utiliser de tube de plastique pour transvider le solvant d'un contenant à l'autre.
- **Sulfate de sodium,** Na_2SO_4, cristaux anhydres.

Mode opératoire :

Prélever un échantillon d'environ 1 L et marquer son niveau sur le contenant pour déterminer le volume par la suite. Acidifier à un pH égal ou inférieur à 2; généralement, 5 mL de HCl suffisent. Vider le contenu dans un cône de séparation. Rincer soigneusement la bouteille d'échantillonnage avec 30 mL de trichlorotrifluoroéthane, puis

---

* Téflon ou l'équivalent.
** Whatman nº 40 ou l'équivalent.
*** Fréon ou l'équivalent.

vider le solvant dans le cône de séparation. De préférence, agiter vigoureusement pendant 2 min. Toutefois, si une émulsion stable risque de se produire, agiter doucement pendant 5 à 10 min. Laisser les couches se séparer. Faire couler la couche de solvant à travers un cône garni d'un papier filtre imbibé de solvant, dans un ballon de distillation propre préalablement taré. S'il n'est pas possible d'obtenir une couche claire de solvant, ajouter 1 g de Na_2SO_4 dans le cône garni de papier filtre et faire couler lentement le solvant émulsionné sur les cristaux. Si nécessaire, ajouter plus de Na_2SO_4. Faire encore deux extractions, en utilisant chaque fois 30 mL de solvant et en prenant soin de rincer auparavant la bouteille d'échantillonnage avec chaque portion de solvant. Combiner les extraits dans un ballon de distillation préalablement taré et laver le papier filtre avec 10 à 20 mL de solvant additionnel. Distiller le solvant dans un bain-marie à 70 °C. Mettre le ballon dans le bain-marie à 70 °C pendant 15 min. Pendant la dernière minute, enlever l'air du ballon au moyen d'un appareil à succion. Laisser refroidir pendant 30 min dans un dessicateur et peser.

Calcul :

Si le solvant organique est exempt de résidus, l'augmentation de masse du ballon de distillation taré est principalement due aux huiles et aux graisses. L'augmentation totale de masse (A) du ballon taré moins le résidu calculé (B) du solvant témoin représente la quantité d'huile et de graisse que contient l'échantillon :

$$\text{mg d'huile et de graisse/L} = \frac{(A - B) \times 1000}{\text{mL d'échantillon}}$$

Précision et exactitude :

Les méthodes A, B et C ont été essayées par un même laboratoire sur un échantillon d'eaux usées. La présente méthode a donné une concentration en huiles et en graisses de 12,6 mg/L. Lorsque des volumes de 1 L d'eau usée ont été dosés avec 14,0 mg d'un mélange de mazout n° 2 et d'huile de Wesson, on a récupéré 93 % des huiles ajoutées, avec un écart type de 0,9 mg.

503 B. MÉTHODE DE SÉPARATION À L'INFRAROUGE (PROVISOIRE)

Aperçu général :

Principe : Dans cette méthode, le mode d'extraction est identique à celui de la méthode A, mais la détection à l'infrarouge permet de mesurer de nombreux hydrocarbures relativement volatils. On peut ainsi mesurer avec précision les distillats de pétrole légers, à l'exception de l'essence. Avec un appareillage adéquat, des dosages aussi faibles que 0,2 mg d'huiles et de graisses par litre peuvent être mesurés.

Facteur limitant : Comme cette méthode offre un certain degré de sélectivité, on peut surmonter certains des problèmes que posaient les coextractions dans la méthode A. Les résidus lourds de pétrole peuvent contenir une proportion importante de substances insolubles dans le trichlorotrifluoroéthane.

Définitions : On entend par <<huile connue>> un échantillon d'huile et/ou de graisse représentant la seule substance de ce type utilisée ou produite au cours des processus qui entraînent le rejet d'une eau usée. On entend par <<huile inconnue>> une huile dont on ne possède aucun échantillon représentatif pour préparer un étalon.

Appareillage :

- **Cône de séparation,** 1 L, avec robinet d'arrêt en TFE*.
- **Spectrophotomètre à infrarouge,** à double faisceau de balayage avec enregistreur.
- **Cellules,** silice absorbant l'infrarouge proche.
- **Papier filtre****, 11 cm de diamètre.

Réactifs :

- **Acide chlorhydrique,** HCl, 1 + 1.
- **Trichlorotrifluoroéthane,** voir 503 A.
- **Sulfate de sodium,** Na_2SO_4, cristaux anhydres.
- **Huile témoin :** préparer un mélange volumétrique à 37,5 % d'iso-octane, 37,5 % d'hexadécane et 25 % de benzène. Conserver dans un contenant scellé pour éviter l'évaporation.

Mode opératoire :

Se référer à la méthode A pour le prélèvement des échantillons, l'acidification et l'extraction. Recueillir un mélange d'extraits dans un ballon volumétrique de 100 mL et porter le volume final à 100 mL avec du solvant.

Préparer une solution de base d'huile connue en transvasant rapidement environ 1 mL (0,5 à 1,0 g) de l'huile ou de la graisse dans un ballon volumétrique de 100 mL préalablement taré. Boucher le ballon et peser, au milligramme près. Ajouter du solvant pour dissoudre et diluer jusqu'à la marque. Si la nature de l'huile est inconnue, utiliser l'huile témoin comme étalon; préparer, à l'aide de techniques volumétriques, une série d'étalons à diverses concentrations pour couvrir tout le champ d'étude. Choisir deux cellules en silice absorbant l'infrarouge proche. Une cellule donnant une longueur de parcours du faisceau de 1 cm convient à un champ d'étude de 4 à 40 mg. Balayer les étalons et les échantillons de 3200 à 2700·cm^{-1}, avec le solvant dans le faisceau de référence, et reporter les résultats sur du papier d'absorbance. Pour mesurer l'absorbance des échantillons et des étalons, tracer une ligne de référence rectiligne sur toute l'étendue du champ d'étude, mesurer l'absorbance du pic maximal à 2930·cm^{-1}, puis soustraire à ce point l'absorbance de la ligne de référence. Si l'absorbance dépasse 0,8 pour un échantillon, choisir une longueur de parcours plus courte ou diluer l'échantillon au besoin. Utiliser les balayages des étalons pour établir une courbe d'étalonnage.

Calcul :

$$\text{mg d'huile et de graisse/L} = \frac{A \times 1000}{\text{mL d'échantillon}}$$

où : A = mg d'huile ou de graisse présente dans l'extrait, comme l'indique la courbe d'étalonnage.

---

* Téflon ou l'équivalent.

** Whatman n° 40 ou l'équivalent.

Précision et exactitude :

Voir 503 A. Par la présente méthode, on a obtenu une teneur en huile et en graisse de 17,5 mg/L. Lorsqu'on a dosé des échantillons de 1 L d'eau usée avec 14,0 mg d'un mélange de mazout n° 2 et d'huile de Wesson, la récupération des huiles ajoutées a atteint 99 %, avec un écart type de 1,4 mg.

503 C. MÉTHODE DE L'EXTRACTEUR DE SOXHLET

Aperçu général :

Principe : Les savons métalliques solubles sont hydrolysés par acidification. Si des huiles ou des graisses solides ou visqueuses sont présentes, elles sont séparées des échantillons liquides par filtrage. Après l'extraction dans un extracteur de Soxhlet avec du trichlorotrifluoroéthane, on pèse le résidu de l'évaporation du solvant pour déterminer la teneur en huile et en graisse. Les composés qui se volatilisent à 103 °C ou moins se perdront lors du séchage du filtre.

Facteur limitant : Cette méthode est entièrement empirique et l'on ne peut reproduire les résultats qu'en portant une grande attention à tous les détails. Par définition, toute matière récupérée est de l'huile ou de la graisse et toutes les substances filtrables solubles au trichlorotrifluoroéthane, comme le soufre élémentaire et certaines teintures organiques, seront extraites en tant qu'huiles et graisses. Le taux et la durée d'extraction dans l'appareil de Soxhlet doivent correspondre exactement aux instructions, vu les différences de solubilité des différentes graisses. De plus, la durée spécifiée pour le séchage et le refroidissement des matières extraites ne peut être modifiée. Il peut se produire une augmentation progressive de masse, sans doute due à l'absorption d'oxygène, et/ou une perte progressive de masse due à la volatilisation.

Appareillage :

- **Appareil d'extraction,** extracteur de Soxhlet.
- **Pompe à vide** ou autre source de vide.
- **Cône de Buchner,** 12 cm.
- **Manchon électrique.**
- **Cartouche d'extraction,** papier.
- **Papier filtre*,** 11 cm de diamètre.
- **Disques de mousseline,** 11 cm de diamètre.

Réactifs :

- **Acide chlorhydrique,** HCl, 1 + 1.
- **Trichlorotrifluoroéthane :** voir 503 A.
- **Suspension d'adjuvant de filtrage :** silice à diatomées, 10 g/L d'eau distillée.

Mode opératoire :

Recueillir environ 1 L d'échantillon dans une bouteille en verre à large col et marquer le niveau de l'échantillon pour déterminer ultérieurement son volume. Acidifier pour obtenir un pH égal ou inférieur à 2; généralement, 5 mL de HCl suffisent. Préparer un filtre constitué d'un disque de mousseline surmonté de papier filtre. Humidifier le

---

* Whatman n° 40 ou l'équivalent.

papier et la mousseline et presser pour abaisser les bords du papier. À l'aide de la pompe à vide, filtrer 100 mL de suspension d'adjuvant de filtrage à travers le filtre préparé et rincer avec 1 L d'eau distillée. Faire le vide jusqu'à ce qu'il ne passe plus d'eau à travers le filtre. Filtrer l'échantillon acidifié. À l'aide d'une pince, transférer le papier filtre sur un verre de montre. Ajouter les matières qui adhèrent aux bords du disque de mousseline. Essuyer les côtés et le fond du récipient et le cône de Buchner avec les morceaux de papier filtre trempés dans le solvant, en prenant soin d'enlever toutes les pellicules formées par la graisse et de recueillir toutes les matières solides. Ajouter les morceaux de papier filtre au papier filtre posé sur le verre de montre. Rouler tout le papier filtre contenant l'échantillon et l'introduire dans une cartouche d'extraction en papier. Ajouter toutes les matières qui pourraient rester sur le verre de montre. Avec un papier filtre imprégné de solvant, essuyer le verre de montre; placer ensuite ce papier dans la cartouche d'extraction. Faire sécher pendant 30 min la cartouche et son contenu dans un four à air chaud à 103 °C. Remplir la cartouche de laine de verre ou de petites perles de verre. Peser le ballon d'extraction. En utilisant du trichlorotrifluoroéthane, extraire l'huile et la graisse dans un appareil de Soxhlet, à 20 cycles/h pendant 4 h. Chronométrer à partir du premier cycle. Distiller le solvant du ballon d'extraction dans un bain-marie à 70 °C pendant 15 min et, pendant la dernière minute, y faire passer de l'air par aspiration. Refroidir dans un dessicateur pendant 30 min et peser.

Calcul :

Voir la section 503 A.

Précision et exactitude :

Voir la section 503 A. Par la présente méthode, on a obtenu une teneur en huile et en graisse de 14,8 mg/L. Lorsqu'on a dosé des échantillons de 1 L d'eau usée avec 14,0 mg d'un mélange de mazout n° 2 et d'huile de Wesson, la récupération des huiles ajoutées a atteint 88 %, avec un écart type de 1,1 mg.

503 D. MÉTHODE D'EXTRACTION POUR ÉCHANTILLONS DE BOUE

Aperçu général :

Principe : On n'obtient pas de bons résultats si l'on sèche une boue acidifiée en la chauffant. Pour sécher la boue, on utilise le monohydrate de sulfate de magnésium, qui peut se combiner à 75 % de sa propre masse dans de l'eau en formant du $MgSO_4 \cdot 7H_2O$. Après séchage, on peut extraire les huiles et les graisses au trichlorotrifluoroéthane.

Facteur limitant : Voir 503 C.

Appareillage :

- **Appareil d'extraction,** extracteur de Soxhlet.
- **Pompe à vide** ou autre source de vide.
- **Cartouche d'extraction,** papier.
- **Coton exempt de graisse :** extraire les graisses du coton à l'aide d'un solvant.

Réactifs :

- **Acide chlorhydrique,** HCl concentré.
- **Monohydrate de sulfate de magnésium :** préparer du $MgSO_4$ en faisant sécher une mince couche dans un four à 150 °C pendant la nuit.
- **Trichlorotrifluoroéthane :** voir 503 A.

Mode opératoire :

Dans un bécher de 150 mL, peser un échantillon de boue humide de 20 ± 0,5 g, dont la teneur en matières solides sèches est connue. Acidifier pour amener le pH à 2,0; généralement, 0,3 mL de HCl concentré suffisent. Ajouter 25 g de $MgSO_4 \cdot H_2O$. Mélanger pour former une pâte lisse et l'étaler sur les côtés du bécher pour pouvoir ensuite l'enlever plus facilement. Laisser reposer 15 à 20 min jusqu'à solidification. Enlever les matières solides et broyer dans un mortier de porcelaine. Ajouter à une cartouche d'extraction en papier. Essuyer le bécher et le mortier avec de petits morceaux de papier filtre imprégné de solvant et ajouter à la cartouche. Remplir la cartouche de laine de verre ou de petites perles de verre. Extraire dans un appareil de Soxhlet en utilisant du trichlorotrifluoroéthane, à 20 cycles/h pendant 4 h. S'il y a de la turbidité ou des matières solides en suspension dans le ballon d'extraction, enlever par filtrage en transvasant à travers du coton exempt de graisse dans un autre ballon préalablement taré. Rincer le ballon et le coton avec le solvant. Distiller le solvant du ballon d'extraction dans de l'eau à 70 °C. Mettre le ballon dans un bain-marie à 70 °C pendant 15 min et, pendant la dernière minute, y faire passer de l'air par aspiration. Refroidir dans un dessicateur pendant 30 min et peser.

Calcul :

Huile et graisse en pourcentage des matières solides sèches

$$= \frac{\text{gain de masse du ballon/g} \times 100}{\text{masse des matières solides humides/g} \times \text{fraction de matières solides sèches}}$$

Précision :

L'examen de six sous-échantillons de boue a donné un écart type de 4,[illegible] %.

503 E. HYDROCARBURES

Importance :

Lorsque les huiles et les graisses ne sont pas des produits industriels ayant subi des modifications spéciales, elles se composent principalement de matières grasses de sources animales et végétales et d'hydrocarbures d'origine pétrolière. Si l'on connaît le pourcentage de chacun des constituants des huiles et des graisses totales, il est plus facile de déterminer la principale source de ces matières et plus simple de remédier aux problèmes d'huiles et de graisses dans le fonctionnement des installations d'épuration des eaux usées et de lutte contre la pollution des cours d'eau.

Aperçu général :

Principe : Le gel de silice a la capacité d'absorber les matériaux polaires. Si l'on mélange avec le gel de silice une solution d'hydrocarbures et de matières grasses dans du trichlorotrifluoroéthane, les acides gras sont extraits sélectivement de la solution. La présente analyse désigne comme hydrocarbures les matières qui ne sont pas éliminées par adsorption sur le gel de silice.

Facteur limitant : Les hydrocarbures plus polaires, comme les composés aromatiques complexes et les dérivés hydrocarbonés du chlore, du soufre et de l'azote, peuvent être adsorbés sur le gel de silice. Les composés autres que les hydrocarbures et les matières grasses récupérés par les méthodes de dosage des huiles et des graisses constituent aussi des facteurs limitants.

Réactifs :

- **Trichlorotrifluoroéthane :** voir 503 A.
- **Gel de silice,** mesh* de 60 à 200. Sécher à 110 °C pendant 24 h et conserver dans un récipient hermétiquement fermé.

Mode opératoire :

Employer pour cette analyse les huiles et les graisses extraites par la méthode A, B, C ou D. Si l'on ne s'intéresse qu'aux hydrocarbures, le présent mode opératoire pourra être introduit dans n'importe laquelle des méthodes précédentes avant le dosage final. S'il faut doser les hydrocarbures après le dosage des huiles et des graisses totales, dissoudre à nouveau, si nécessaire, les huiles et les graisses extraites dans le trichlorotrifluoroéthane. Ajouter 3,0 g de gel de silice à 100 mL de solvant contenant moins de 100 mg de matières grasses. Boucher le contenant et mélanger pendant 5 min au moyen d'un agitateur magnétique. Pour le dosage des hydrocarbures par la méthode à l'infrarouge, aucun autre traitement n'est nécessaire avant le dosage, comme dans la méthode B. Pour les dosages gravimétriques, filtrer la solution à travers un papier filtre, rincer le gel de silice et le papier filtre avec 10 mL de solvant et combiner avec le filtrat avant l'extraction des solvants, comme dans les méthodes A, C ou D.

Calcul :

Calculer la concentration en hydrocarbures (mg/L) comme pour les huiles et les graisses (méthode A, B, C ou D).

Précision et exactitude :

L'exactitude de ce dosage ne peut pas être mesurée directement dans les eaux usées. Les données suivantes, obtenues sur des échantillons de synthèse, ont une valeur indicative pour les produits animaux, végétaux et minéraux naturels, mais ne peuvent être appliquées aux produits industriels spéciaux dont il a été question ci-dessus.

Pour les dosages d'hydrocarbures sur dix extraits de solvants synthétiques contenant des quantités connues d'une large gamme de produits pétroliers, on a obtenu un taux de récupération moyen de 97,2 %. Des extraits analogues d'huile de Wesson, d'huile d'olive, de Crisco et de beurre ont donné un taux de récupération d'hydrocarbures de 0,0 % par la méthode à l'infrarouge.

DISTILLATION À LA CORNUE

Mode opératoire :

1. Peser le contenant à boue vide.
2. Remplir ce contenant de l'échantillon de déblais et peser à nouveau.
3. Placer le contenant dans la cornue et chauffer jusqu'à l'extinction du témoin lumineux (> 45 min).
4. Enlever le contenant à boue et le récepteur du distillat et laisser refroidir à la température ambiante.
5. Mesurer le volume d'huile et le volume d'eau obtenus dans la cornue.
6. Peser à nouveau le contenant à boue.

---

* Davidson, qualité 950 ou l'équivalent.

Calcul :

1. Masse de l'eau = volume d'eau x 1,0.
2. Masse de l'huile = volume d'huile x 0,84.
3. Teneur en huile (%, poids humide) = $\frac{\text{masse de l'huile x 100}}{\text{masse des déblais humides}}$
4. Teneur en huile (g d'huile/100 g de déblais, poids sec)
   $= \frac{\text{masse de l'huile x 100}}{\text{masse des déblais après distillation}}$

ANNEXE 4

DIRECTIVES DE L'ADMINISTRATION DU PÉTROLE ET DU GAZ DES TERRES DU CANADA CONCERNANT L'UTILISATION DES BOUES DE FORAGE À BASE D'HUILE

DIRECTIVES CONCERNANT L'UTILISATION DES BOUES DE FORAGE À BASE D'HUILE

Novembre 1985

DIRECTIVES DE L'ADMINISTRATION DU PÉTROLE ET DU GAZ DES TERRES DU CANADA CONCERNANT L'UTILISATION DES BOUES DE FORAGE À BASE D'HUILE

1. PORTÉE ET OBJECTIFS

1.1 Ces directives s'appliquent à l'utilisation des boues à base d'huile dans les forages d'exploration et de production sur les terres du Canada. Elles visent une utilisation sécuritaire de ces fluides de forage tant pour ses utilisateurs que pour le milieu naturel.

1.2 Puisque l'usage de ces produits est encore en pleine évolution au Canada, l'APGTC encourage les exploitants à discuter avec elle des innovations qui pourraient amener des changements à ces directives. Elles seront révisées au moins une fois par an.

1.3 L'utilisation de boues de forage à base d'huile dans les eaux septentrionales n'est pas considérée en ce moment comme une pratique courante. Des conditions supplémentaires pourraient s'ajouter à ces directives pour tenir compte de circonstances spéciales (milieu naturel très fragile, habitats vitaux, eaux peu profondes, c.-à-d. moins de 20 mètres, etc.). Lorsqu'ils peuvent prévoir ces circonstances, les exploitants devraient présenter leurs propositions d'utilisation des boues à base d'huile le plus tôt possible, afin de permettre des consultations complètes.

1.4 Toutes les activités de forage doivent toujours se conformer aux prescriptions appropriées du Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada et du Règlement d'application de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz.

2. L'HUILE UTILISÉE COMME BASE DE BOUE

2.1 L'huile utilisée dans la boue (<<l'huile>>) devrait être peu toxique et posséder une teneur en hydrocarbures aromatiques peu élevée, par comparaison avec l'huile diesel notamment. (Il convient de signaler, à titre d'information générale, que le secteur canadien du forage a utilisé efficacement des huiles à faible toxicité et à teneur en aromatiques inférieure à 5 %). Des huiles à teneur en aromatiques plus élevée peuvent être utilisées à titre exceptionnel, si l'industrie peut démontrer que leur toxicité est suffisamment faible sous des expositions chroniques et aiguës.

2.2 La teneur en aromatiques polycycliques en particulier devrait être aussi faible que le permet la technologie; les hydrocarbures aromatiques polycycliques de poids moléculaire élevé (molécules aromatiques contenant de 4 à 7 noyaux) devraient être absents.

2.3 L'huile diesel ou les autres huiles aromatiques dont les molécules contiennent des noyaux multiples peuvent constituer la phase continue des boues de forage à base d'huile uniquement lorsque le traitement et l'évacuation de la boue et des déblais de forage se font entièrement en circuit fermé. Les déblais de forage requièrent alors un traitement spécial et ne devraient pas être jetés à la mer. (L'incinération ou l'enfouissement sur la terre ferme représentent des cas spéciaux qui pourraient exiger une autorisation des instances compétentes.)

2.4 L'huile ne devrait pas être toxique sous exposition aiguë lors d'une épreuve de toxicité normalisée. L'essai biologique standard recommandé consiste en une épreuve statique où des alevins de truites arc-en-ciel sont exposés pendant 96 heures à la fraction de l'huile testée qui est entièrement soluble dans l'eau. Il est possible d'obtenir la description détaillée de cette méthode d'essai par l'entremise de l'APGTC ou du Service de la protection de l'environnement, Environnement Canada. Si la toxicité de l'huile proposée a déjà été déterminée au moyen d'une autre méthode, l'exploitant devrait démontrer l'équivalence des résultats.

2.5 L'APGTC examine aussi la toxicité des autres composantes prévues dans les boues de forage. Dans tous les cas, il est recommandé de choisir celles qui sont les plus efficaces tout en étant les moins toxiques.

3. RENSEIGNEMENTS À FOURNIR ET DEMANDE D'APPROBATION

3.1 Tout exploitant qui projette d'utiliser une boue de forage à base d'huile devrait justifier clairement ses raisons dans sa demande d'approbation de programme d'exploration ou de production auprès de l'autorité compétente (c.-à-d. celle qui est responsable de l'application des règlements sur le pétrole et le gaz).

3.2 Une demande présentée au stade subséquent de l'approbation de forage d'un puits serait recevable si l'utilisation de la boue à base d'huile s'avérait nécessaire pour des raisons imprévues lors de l'approbation du programme de forage.

3.3 Les exploitants devraient fournir les données suivantes dans leur demande :

a) la liste des composantes de la boue (noms chimiques ou désignations commerciales);
b) les proportions ou concentrations, en unités SI, de chacun des ingrédients qui composent la boue;
c) les propriétés de l'huile (point d'écoulement, point d'éclair, point d'aniline, densité, viscosité cinématique), telles que déterminées au moyen d'essais normalisés ASTM;
d) le pourcentage total d'aromatiques et le dosage des hydrocarbures présents dans l'huile, tels que déterminés au moyen d'essais standards de l'ASTM;
e) les toxicités aigues des composantes de la boue envers les organismes aquatiques et l'homme (les autorités pourraient demander à l'exploitant de mesurer ces données si elles n'existent pas déjà dans la littérature spécialisée);
f) la masse ou le volume approximatif de boue à base d'huile qui sera utilisé;
g) l'intervalle de profondeur du puits foré avec la boue à base d'huile;
h) la description du système de traitement et d'évacuation de la boue qui sera utilisé sur l'installation de forage; et
i) la description de tout dispositif ajouté à l'installation de forage et de toute marche à suivre supplémentaire destinés à permettre l'utilisation sécuritaire des boues de forage à base d'huile.

3.4 Un rapport hebdomadaire, chiffrant la rétention d'huile sur les déblais évacués et les pertes accidentelles de boue, devrait être envoyé au bureau approprié de l'autorité compétente.

4. SURVEILLANCE DES EFFETS

4.1 Le contexte de certains forages d'exploration pourrait nécessiter un programme de surveillance des effets sur le milieu ambiant. La nécessité, le contenu et l'exécution d'un tel programme seront déterminés par consultation entre l'exploitant et l'autorité compétente.

4.2 Des forages de production multiples à partir d'un même emplacement requerront probablement un programme de surveillance des effets si des boues à base d'huile sont utilisées.

5. CONTRÔLE RÉGLEMENTAIRE DES REJETS

5.1 Il est interdit, pendant ou après le forage, de rejeter en vrac la boue ou l'huile constituant la boue, sauf en cas de situation d'urgence lorsque la sécurité des travaux de forage est en jeu.

5.2 Le système d'extraction des solides devrait fonctionner de façon à garder le contenu moyen d'huile à 20 g par 100 g de déblais secs pendant la période d'utilisation de cette boue. La rétention maximale à un moment quelconque ne devrait pas dépasser 30 g d'huile par 100 g de déblais secs, exprimée comme moyenne quotidienne ou par tranche de 100 m de forage.

L'autorité compétente réévaluera ces directives, en consultation avec les sociétés exploitantes, au fur et à mesure que l'on acquerra de l'expérience dans l'utilisation et le contrôle de ce type de boue. L'objectif ultime est une rétention de 15 g d'huile par 100 g de déblais secs ou tout autre rapport jugé acceptable pour l'environnement, compte tenu des procédés de forage en usage et des caractéristiques des formations traversées.

5.3 Un échantillon représentatif des déblais de forage provenant des effluents du système d'extraction des solides doit être analysé pour sa teneur en huile selon une méthode de cornue normalisée et à une fréquence approuvée. Par exemple, des échantillons de déblais pourraient être prélevés à chaque 100 mètres forés avec une boue à base d'huile. Le protocole d'échantillonnage pourrait aussi être fondé sur les caractéristiques géologiques. Les résultats de l'analyse des différents échantillons et les moyennes quotidiennes et hebdomadaires devraient être communiqués une fois par semaine au bureau approprié de l'autorité compétente.

6. SANTÉ ET SÉCURITÉ AU TRAVAIL

6.1 Les équipes de forage devraient être formées à l'utilisation de ces boues, notamment aux techniques particulières de détection des venues de gaz et aux risques pour l'hygiène et l'environnement.

6.2 Les vapeurs d'hydrocarbures devraient être réduites le plus possible et, pour garantir la sécurité, il faudrait que les aires où se trouvent le tamis vibrant et les bacs de boue soient suffisamment ventilées, et que les décharges et les agitateurs soient submergés. La norme recommandée de concentration d'hydrocarbures dans l'air est celle du U.S. National Institute of Occupational Safety and Health (NIOSH).

6.3 Les travailleurs devraient être protégés adéquatement contre l'exposition aux boues par contact ou par inhalation (vêtements, masques, etc.).

6.4 Les aires de travail devraient être aménagées adéquatement et exploitées proprement.

7. CONTENU DU RAPPORT À PRÉSENTER APRÈS LES TRAVAUX

7.1 Dans le rapport final exigé par l'autorité compétente (voir, entre autres, l'annexe J du document intitulé Forage pétrolier et gazier sur les terres du Canada : directives et procédures), l'exploitant devrait résumer la quantité de boue à base d'huile utilisée au cours du forage et calculer la quantité totale d'huile évacuée avec les déblais. Le rapport devrait aussi démontrer l'efficacité du traitement des déblais, en résumant les rétentions d'huile hebdomadaires moyennes, les types et les quantités de déblais et le nombre d'échantillons. L'exploitant devrait aussi déclarer toute autre perte de boue à base d'huile ou d'huile constituant la boue. Enfin, il devrait résumer les résultats des programmes de surveillance réalisés.

8. POUR OBTENIR DES RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

8.1 Il suffit de communiquer avec la Direction de la protection de l'environnement, APGTC, au (613) 993-3760 (Ottawa).